

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов

Специальность 21.05.03 Геофизические методы исследования скважин

Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РАЗРЕЗОВ КРЫЛОВСКОЙ СТРУКТУРЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 550.832:553.98(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Кириллина Мариника Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Лобова Г. А.	Д.г.-м.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	Д.и.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Винокурова Г.Ф.	К.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Ростовцев В.В.	К.г.-м.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

В результате обучения выпускник, обучающийся по специальности «Технология геологической разведки», специализации. «Геофизические методы исследования скважин» обязан получить универсальные компетенции и должен быть готовым применить математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности (P1), должен уметь анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности (P2), учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности (P3). Специалист обязан владеть общепрофессиональными навыками и уметь идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи (P4), получить навык разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, (P5), умело и ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте (P6). Во время проектно-исследовательской деятельности должен применить знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации (P7). Выпускнику во время научно-исследовательской деятельности необходимо определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике (P8), планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов (P9). В организационно-управленческой деятельности необходимо научиться эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности (P10), проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых (P11).



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление /специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки» /
«Геофизические методы исследования скважин»
Отделение Геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

Ростовцев В.В.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Кириллиной Маринике Сергеевне

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований в открытом стволе скважины с целью оценки нефтегазоносности разрезов Крыловской структуры (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер) 1331/С от 20.02.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

25.05.2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы производственной и преддипломной геофизической практики, пройденной в филиале ООО «ГеоПрайм» «Томская геофизическая компания», а также литературы и научные статьи по теме работы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. 3. Анализ основных результатов ранее проведенных работ. 4. Основные вопросы проектирования 5. Методические вопросы. 6. Моделирование термической истории тогурской свиты в скважинах Бакчарской мезовпадины. 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 8. Социальная ответственность.

Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Административное положение района исследования 2. Положение участка исследований на географической карте России; 3. Фрагмент карты изученности Томской области сейсморазведочными работами на 2016 г. 4. Фрагмент карты изученности Томской области Томской области глубоким бурением на 2016 г. 5. Фрагмент из тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления 6. Фрагмент тектонической схемы осадочного чехла 7. Нефтегазогеологическое районирование территории юга-востока Западной Сибири 8. Региональный временной разрез по профилю IX в пределах Парабельского мегавыступа 9. Положение проектной поисковой скважины № 3 на структурной карте по отражающему горизонту Б 10. Положение проектной поисковой скважины № 3 на геологическом разрезе А-А 11. Физико-геологическая модель для пласта Ю17 урманской свиты 12. Прибор К1А-723-М 13. Прибор МК-ГМ 14. Прибор СРК-73 15. Прибор АК-73ПМ 16. Прибор ИГН-73-100/80 17. Каротажная станция «Кедр-02» 18. Фрагмент карты распространения баженовской свиты 19. Фрагмент карты содержания органического вещества 20. Структурная карта по кровле тогурской свиты 21. Карта плотности теплового потока юго-восточной части Томской области 22. Схема палеотемпературного моделирования юго-восточной части Томской области в современном разрезе и 24 млн лет назад 23. Карта сегментирования рынка услуг
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По менеджменту	Профессор Трубникова Н.В.
По социальной ответственности	Доцент Винокурова Г.Ф.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.02.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лобова Г.А.	д.г.-м.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Кириллина Мариника Сергеевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 105 страниц, 23 рисунка, 37 таблиц, 55 источников.

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, нефтегазоносные комплексы, тогурская свита, палеотемпературное моделирование, Крыловская структура, Томская область.

Объектом исследования является проектная скважина № 3 глубиной 3000 м со вскрытием доюрских отложений, заложенная в куполе Южно-Крыловской структуры, осложняющей восточный борт Бакчарской мезовпадины.

Цель работы: проектировании комплекса геофизических исследований в открытом стволе скважины Крыловская 3 для оценки нефтегазоносности разрезов Крыловской структуры (Томская область).

Задачи данного проекта сводятся к обоснованию комплекса геофизических исследований для решения поставленных геологических задач.

На основании анализа ранее выполненных геолого-геофизических исследований построена физико-геологическая модель и определен комплекс методов для решения поставленных геологических задач, включающий электрические, радиоактивные, акустические методы. Рассмотрена методика проведения работ, выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, предложены приемы интерпретации геофизических данных, а также порядок выполнения метрологических проверок оборудования.

Самостоятельное исследование посвящено палеотемпературному моделированию и определению генерационного потенциала тогурской нефтематеринской свиты в структурах Бакчарской мезовпадины.

В экономическом разделе проведен анализ потенциальных потребителей и построен SWOT-анализ. Рассчитана стоимость проекта, которая составила 349797,92 рублей.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены возможные вредные и опасные производственные факторы при выполнении геофизических работ. Даны рекомендации по снижению влияния вредных и опасных факторов на человека, предложены мероприятия по охране окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

ESSAY

The final qualifying work contains 105 pages, 23 drawings, 37 tables, 55 sources.

Key words: complex of well logging, oil and gas bearing complex, togura suite, palaeotemperature forward modeling, Krylov structure, Tomsk region.

The target of research is the project well No. 3, 3000 m deep, with the opening of pre-Jurassic structure, location in the dome of the South Krylov structure.

Work objective: to design a complex of well logging in an open hole of well Krylovskaya 3 to assess the oil and gas content of the sections of the Krylov structure (Tomsk Region).

The responsibilities of this project are reduced to the substantiating of the complex of well logging to solve the set geological problems.

Based on the analysis of previously performed geoscience, a physical-geological model was constructed and a set of methods was determined for solving the set geological problems, including electrical, radioactive, and acoustic methods. The methods of work were considered, the equipment was selected for carrying out the projected geophysical surveys, methods for interpreting geophysical data were proposed, as well as the procedure for performing metrological inspections of equipment.

An special part of graduate qualification work is devoted to paleotemperature forward modeling and the determination of the generation potential of the togura oil source suite in the structures of the Bakchar mesomaciation.

In the economic section, an analysis of potential consumers was carried out and a SWOT analysis was constructed. Calculated project cost, which amounted to 349797.92 rubles.

In the section “Social Responsibility”, possible harmful and dangerous production factors are considered when performing geophysical work. Recommendations are given to reduce the impact of harmful and dangerous factors on humans, and measures are proposed to protect the environment and safety in emergency situations.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АК – акустический каротаж;
БК – метод бокового каротажа;
БКЗ – боковое каротажное зондирование;
ГИС – геофизическое исследование скважин;
ГК – метод гамма каротажа;
ДС – диаметр скважины;
ИК – метод индукционного каротажа;
КС – каротаж сопротивления;
МКЗ – метод микрокаротажного зондирования;
НГК – метод нейтронного гамма каротажа;
ПС – метод собственной поляризации;
РК – радиоактивный каротаж;
УЭС – удельное электрическое сопротивление;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
КВ – кора выветривания;
НГГЗК – нефтегазоносный горизонт зоны контакта
ЭВМ – электронная вычислительная машина.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	11
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	11
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность.....	13
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	15
2.1 Литолого-стратиграфический разрез.....	15
2.2 Тектоника.....	19
2.3 Нефтегазоносность.....	21
2.4 Петрофизические свойства и фильтрационно-емкостные характеристики нефтегазосных комплексов.....	24
2.5 Сейсмологическая характеристика.....	25
3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	27
4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	30
4.1 Задачи геофизических исследований.....	30
4.2 Обоснование объекта исследования.....	30
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.....	33
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	34
5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	38
5.1 Методика проведения проектных геофизических работ.....	38
5.2 Метрولوجическое исследования.....	43
5.3 Интерпретация геофизических данных.....	44
5.3.1 Обработка данных.....	44
5.3.2 Геологическая интерпретация геофизических данных.....	47
5.3.2.1 Литологическое расчленение терригенного разреза.....	48
5.3.2.2 Определение границ пластов.....	48
5.3.2.3 Определение фильтрационно-емкостных свойств.....	49
6 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ ТОГУРСКОЙ СВИТЫ В СКВАЖИНАХ БАКЧАРСКОЙ МЕЗОВПАДИНЫ.....	50
6.1 Критерии выделения перспективных участков нефтегазоносности.....	52
6.2 Методика исследования.....	53
6.3 Исходные данные.....	55
6.4 Результаты исследования.....	56
6.4.1 Решение обратной задачи и построение карты теплового потока.....	56
6.4.2 Решение прямой задачи.....	59
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	64
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	64
7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	64
7.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	65
7.1.3 SWOT-анализ.....	66
7.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.....	69
7.3 Планирование научно-исследовательских работ.....	70
7.3.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	70
7.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	71
7.3.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	71
7.4 Бюджет научно-технического исследования	75

7.5	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	78
8	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	83
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	83
8.1.1	Специальные нормы трудового законодательства.....	83
8.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	84
8.2	Производственная безопасность.....	86
8.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	86
8.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	91
8.3	Экологическая безопасность.....	94
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	95
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	98
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	99
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Сводный геолого-геофизический разрез по Бакчарской впадине.....	104
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Схема корреляции скважин Бакчарской впадины.....	105

ВВЕДЕНИЕ

Район исследования расположен в Томской области, которая является одним из нефтепромысловых районов Западной Сибири. Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» в настоящее время определены три направления восполнения сырьевой базы углеводородов Томской области: неомский комплекс, который был ранее малоосвоенным, доюрский комплекс и сланцевая нефть материнских пород. Эти направления являются ресурсоэффективными, потому что находятся на территории с уже развитой инфраструктурой.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований в скважинах для оценки нефтегазоносности разрезов Крыловской структуры (Томская область).

Объектом исследования данной работы является нижнеюрский и доюрский НГК.

Основной задачей является анализ ранее выполненных работ, построение физико-геологической модели объекта и выбор рационального комплекса геофизических методов для решения поставленных геологических задач.

В специальной части проводится палеотемпературное моделирование для тогурских нефтематеринских отложений, позволяющее установить степень их генерационного потенциала в Бакчарской мезовпадине. Исследования позволят выделить перспективные земли для постановки поисковых работ на трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ).

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» будет проводится анализ потенциальных потребителей и рассчитана проектно-сметная работа.

В разделе «Социальная ответственность» необходимо провести анализ вредных и опасных производственных факторов и рассмотреть наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, которые могут произойти на рабочем месте, и пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Географо-экономический очерк района исследования

Административно Крыловская структура находится в пределах Бакcharского лицензионного участка, который расположен в Бакcharском районе Томской области (рис. 1).

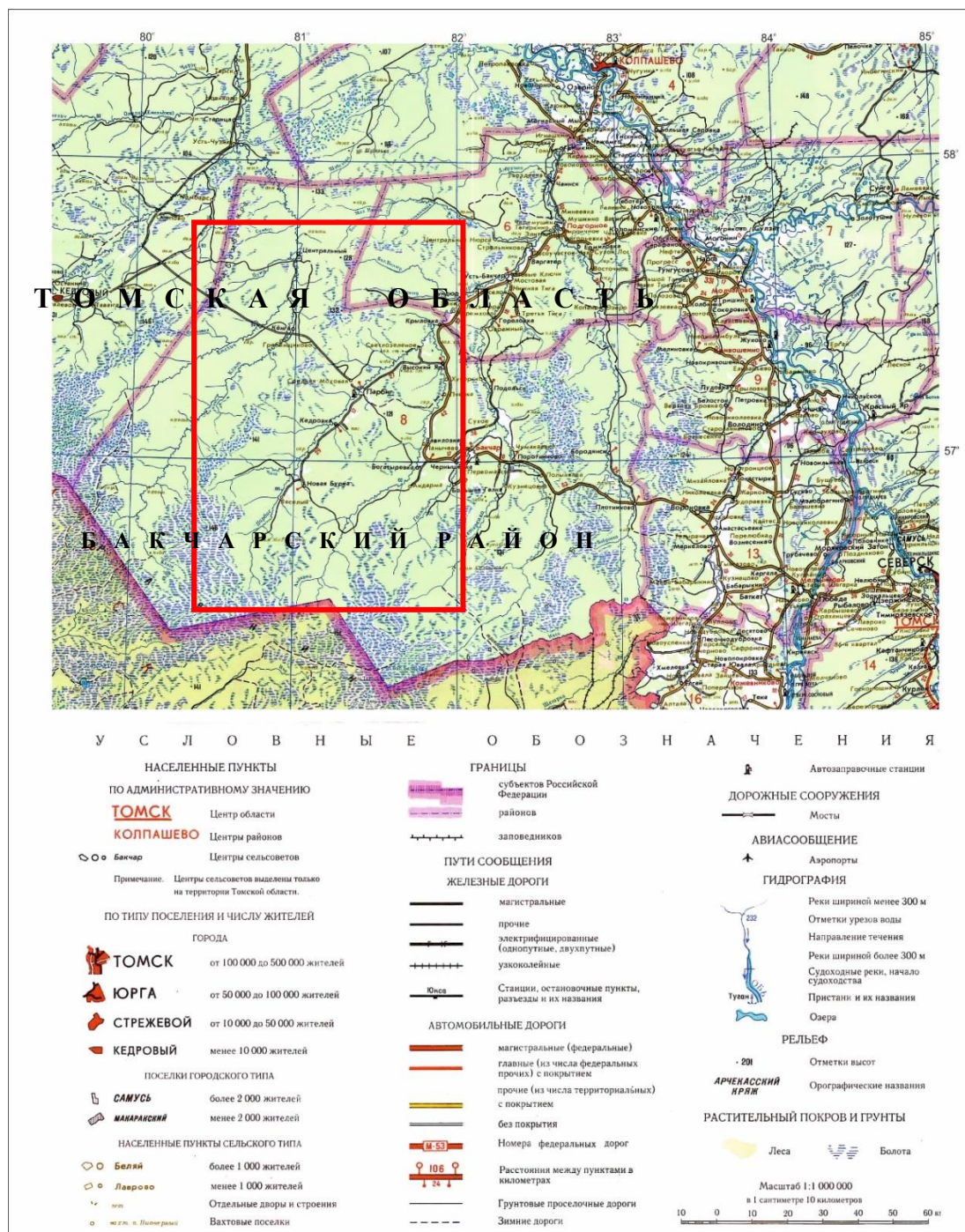


Рисунок 1 – Административное положение района исследований на основе [47] с дополнениями. Красным прямоугольником выделено его положение

Район работ слабо населенный. Непосредственно в восточной части территории исследования расположен центр сельсовета Бакчарского района – поселок Бакчар. На территории исследования есть село с населением более 1000 жителей – Парбиг и ряд более мелких поселений (Богатыревка, Вавиловка, Высокий Яр и др.). Доставка грузов на территорию исследования осуществляется по дорогам с покрытием и без покрытия круглый год. Электроснабжение осуществляется от электрических сетей напряжением 0,4 кВ от ЗТП БР-13-5.

В географическом отношении район исследования находится в восточной части Васюганской равнины, расположенной на юге Западной Сибири (рис. 2), которая представляет с собой слабо расчлененную заболоченную территорию с развитой речной сетью и с абсолютными отметками, редко достигающими до 200 метров над уровнем моря.



Рисунок 2 – Положение участка исследований на географической карте России [48]: красным цветом выделен участок работ

Гидрографическая сеть района образована левыми притоками бассейна реки Оби. На территории исследования протекает река Парбиг с ее многочисленными притоками, наиболее крупные из которых Андарма и Бакчар. Берега рек обычно заболочены, но местами крутые и сильно залесены. Воды протекающих рек используются как для питьевых, так и для технических целей. Все реки в пределах участка судоходны во время половодья, когда можно использовать малые суда для доставки грузов.

Климат резко континентальный, типичный для таежной зоны Западной Сибири. Зима суровая и продолжительная. Зимний период продолжается до полугода, с ноября по апрель месяц. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль. Температура воздуха в зимний период составляет в среднем минус 19 - 25 °С, редко опускаясь до минус 50 °С. Толщина снежного покрова составляет 0,60-0,80 м, грунт промерзает в среднем на 1,0-1,2 м. Лето теплое, короткое. Самый жаркой месяц июль, когда температура поднимается до плюс 32 °С.

Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 400 до 570 мм. Наибольшее их количество выпадает летом и осенью.

Территория исследования относится к III категории сложности.

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Планомерное геолого-геофизическое исследование осадочного чехла и складчатого фундамента Западной Сибири началось с 1947 года, когда развернулись широкие буровые и геофизические работы по поиску залежей нефти и газа. За первое десятилетие региональными геологическими, гравиметрическими, магнитными исследованиями в масштабе 1:1 000 000 и 1:200 000 и сейсмическими работами МОВ, ЗС МОВ, ТЗ МПВ выявлены общие закономерности в геологическом строении фундамента и осадочного чехла. Параллельно осуществлялось бурение опорных, параметрических и поисково-разведочных скважин. Комплексные геолого-геофизические исследования позволили провести структурно-тектоническое районирование осадочного чехла и складчатого фундамента, расчленение геологического разреза, выделить структуры I, II и III порядков, а также нефтегазоносные горизонты.

С 1958 года Томским геофизическим трестом (до 1968 г. Среднеобская комплексная геофизическая экспедиция) начаты систематические сейсморазведочные работы: речные маршрутные работы МОВ с/п 23/58; 1/60;1/62; речные маршрутные работы ЗПВ с/п 1/64; профильные работы КМПВ с/п 13/61-62; 10/68-69; 9/78-79; 9/79-80; 9/81-82; площадная сейсморазведка МОВ и МОГТ.

В 1997-1998 гг. для оценки перспектив нефтегазоносности юрских отложений проведены региональные поисковые исследования в Бакчарской впадине [1].

На 2016 г. изученность сейсморазведочными работами в пределах района исследования оценивается как низкая и составляет более 0,1-0,5 км/км² (рис. 3).

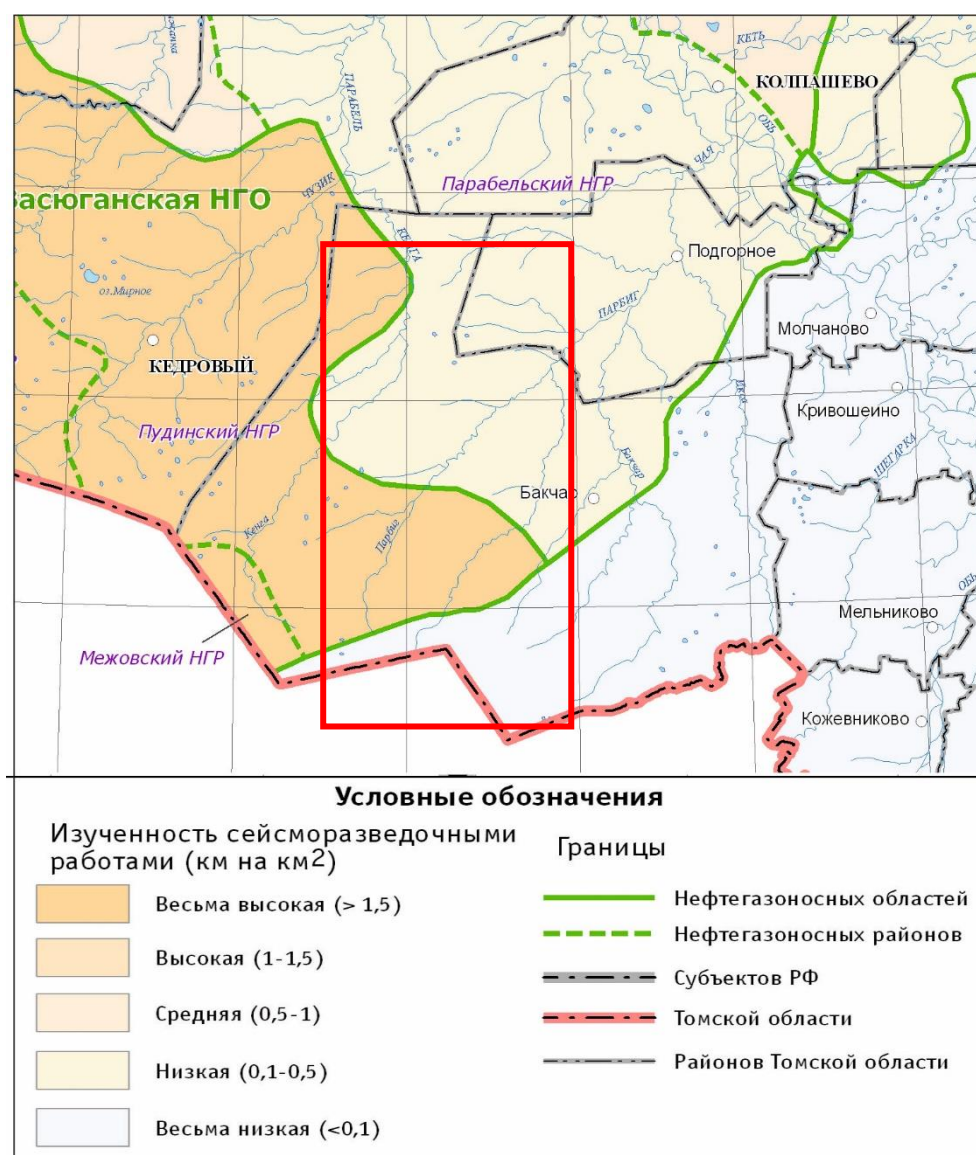


Рисунок 3 – Фрагмент карты изученности Томской области сейсморазведочными работами на 2016 г. [42]

Изучение территории исследования глубоким бурением было начато в 1956 году, в соответствии с принятыми Министерством нефтяной промышленности СССР в 1947-1949 гг. планами исследования Западно-Сибирской равнины.

С целью изучения геологического строения и поисков залежей углеводородов в 1974 году пробурена скважина Крыловская 1. А вторая скважина была пробурена в 1975 году, которая расположена на севере от Крыловской 1. Обеими скважинами был вскрыт палеозой.

На 2016 г. изученность бурением в пределах района исследования остается весьма слабой и оценивается как 3-10 м/км² (рис. 4).



Рисунок 4 – Фрагмент карты изученности Томской области Томской области глубоким бурением на 2016 г.: красным цветом выделен участок работ [42]

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

В стратиграфическом разрезе Бакчарской впадины [44] принимают участие палеозойский фундамент и терригенные песчано-глинистые отложения платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла (Приложение А).

Палеозойская эратема (PZ)

Кровля палеозойского фундамента, к которой приурочена отражающая граница Φ_2 , вскрыта на рассматриваемой территории 7 скважинами: Западно-Крыловской 1, Западно-Крыловской 2, Крыловской 1, Крыловской 2, Парбигской 1, Парбигской 2, Парбигской 3. Отложения фундамента характеризуются литологической неоднородностью, которая по данным керн представлена углисто-глинистыми, глинисто-карбонатными породами, хлорит-серицитовыми сланцами, диабазами, эффузивами, порфириновыми туфами, известняками. По геофизическим параметрам эти отложения характеризуются отрицательными значениями ПС, высокими значениями ГК, НГК, БК, КС. Вскрытая мощность фундамента достигает до 693 м (Парбигская 3).

Кора выветривания

В скважинах Западно-Крыловской 1, Западно-Крыловской 2, Крыловской 1, Крыловской 2, Парбигской 1, Парбигской 3 выделяются отложения коры выветривания. По положению в разрезе возраст условно принимается пермо-триасовым. Литологически кора выветривания представлена выветрелыми метаморфизованными глинисто-кремнистыми породами. Мощность коры выветривания достигает 45 м (Парбигская 1).

Мезозойская эратема (Mz)

Представлена всеми отделами юрской и меловой системам.

Юрская система (J)

Нижний отдел представлен урманской, тогурской, пешковской свитами.

Отложения урманской свиты (J_{1h-s-p}) присутствуют в Западно-Крыловской 1, Западно-Крыловской 2, Крыловской 1, Крыловской 2, Парбигской 1, Парбигской 3. В полных разрезах свита представлена песчаными пластами Ю₁₆ и Ю₁₇, разделённых аргиллитовой пачкой (скважины Крыловская 2, Парбигская 1, Парбигская 3). По керну песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, среднесцементированные (по скважине Парбигской 3 с запахом конденсата). Мощность урманской свиты достигает до 66 м (скв. Западно-Крыловская 2).

Урманская свита перекрывается тогурской свитой (J_{2t}), представленной аргиллитами с линзами и прослоями алевролитов. По геофизическим параметрам эти отложения характеризуются положительными значениями ПС, повышенными значениями ГК, пониженными значениями КС. Породы тогурской свиты являются региональным флюидоупором и считаются нефтегенерирующей толщей. Свита вскрыта 6 скважинами: Западно-Крыловской 1, Западно-Крыловской 2, Крыловской 1, Крыловской 2, Парбигской 1, Парбигской 3. Мощность свиты составляет от 9 м (скв. Парбигская 3) до 44 м (скв. Зап-Крыловская 1).

Выше по разрезу отложения представлены пешковской свитой, в кровле ограниченной угольным пластом У₁₄. В пределах свиты выделен пласт Ю₁₅, представленный чередованием светло-серых, средне-зернистых, массивных, слюдистых песчаников с алевроитистым аргиллитом и алевролитом. Пласт Ю₁₅ выделяется на территории исследования во всех скважинах. Мощность пешковской свиты составляет от 44 м (скв. Кенгская 136) до 99 м (скв. Крыловская 2)

Средний отдел представлен тюменской свитой.

Тюменская свита (J_{2a-b-bt}), разрез которой представляет песчано-алевролитоглинистую толщу с прослоями углистых аргиллитов и углей. Песчаные пласты Ю₂-Ю₁₄ имеют ограниченное пространственное распространение. По керну характеризуются как полевошпатово-кварцевые, реже граувакково-кварцевые песчаники, обладающие дифференцированными фильтрационно-ёмкостными свойствами. Стратификация свиты проводилась на основании корреляции и привязки угольных пластов: У₁₀ (региональный геологический и геофизический репер) и У₆ (латеральный репер). Тюменская свита вскрыта во всех скважинах. В пределах рассматриваемого района наиболее выдержаны по площади пласты Ю₄₋₇, Ю₁₁₋₁₄. Кровля свиты проводится в определённой степени условно, так как выше залегают фациально равнотипные породы наунакской свиты, но стратиграфически эта граница привязана к кровле песчано-алеврито-глинистого пласта Ю₂ над угольной пачкой У₂. Мощность тюменской свиты составляет от 282 м (скв. Кенгская 136) до 377 м (скв. Крыловская 2). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Т₃ (или опорный сейсмический горизонт Г^а).

Верхний отдел представлен наунакской, георгиевской, баженовской свитами.

На отложениях тюменской свиты в исследуемом районе согласно залегают образования наунакской свиты (J_{3c-o}). Литологическое расчленение и корреляция наунакской свиты опираются на выделение угольного пласта У₁, который делит свиту на две толщи. В нижней выделяется пласт Ю₁³⁻⁴. Верхняя толща увязывается с надугольной пачкой, где выделяются песчаные пласты Ю₁¹ и Ю₁². Общая мощность наунакской свиты в пределах месторождения колеблется от 62 м (скв. Бакчарская 1) до 99 м (скв. Зап-Крыловская 1). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Т (или опорный сейсмический горизонт Г^б).

На отложениях наунакской без видимого перерыва залегает георгиевская свита (J_{3km}), представленная аргиллитами, которые на геофизических кривых характеризуются минимальными сопротивлениями БК, КС, высокой проводимостью по ИК, низкими

значениями НГК, высокими показаниями ГК. Мощность георгиевской свиты составляет от 30 м (скв. Западно-Крыловская 1) до 57 м (скв. Крыловская 2). Георгиевская свита выделяется на территории исследования во всех скважинах.

Выше по разрезу выделяется марьяновская свита (J_{3tt}) кровельная часть которой может быть аналогом баженовской свиты, сложена аргиллитами алевритистыми темно-серыми до черных, так как имеет значительные показания по ГК и КС из-за присутствия битуминозности. Подошва же марьяновской свиты характеризуется низкими значениями КС и не является битуминозной. Мощность баженовской свиты составляет от 12 м (скв. Крыловская 1) до 39 м (скв. Бакчарская 1). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Б (или опорный сейсмический горизонт П^а).

Одновозрастные отложения юры формировались в различных фациальных обстановках. Всё это создаёт трудности межскважинной корреляции разреза.

Меловая система

Меловая система в разрезах скважин представлена нижним и верхним отделами.

Нижний отдел представлен куломзинской, тарской, киялинской, покурской свитами.

Куломзинская свита (K_{1v-b}) представлена преимущественно глинами и аргиллитами, с редкими линзами песчаных алевролитов, верхней части выделяются песчаные пласты. Мощность куломзинской свиты составляет от 131 м (скв. Крыловская 1) до 209 м (скв. Кёнгская 135).

Тарская свита (K_{1v}) залегает согласно на отложениях куломзинской свиты. Свита сложена преимущественно песчаниками с прослоями алевролитов и реже глин. Мощность тарской свиты составляет от 81 м (скв. Кёнгская 135) до 108 м (скв. Зап-Крыловская 1). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт БВ (или опорный сейсмический П^{б1}).

Киялинская свита (K_{1br-q}) залегает согласно на отложениях тарской свиты. Осадки сложены глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Мощность киялинской свиты составляет от 637 м (скв. Крыловская 1) до 863 м (скв. Кёнгская 135).

Покурская свита ($K_{2s-K_{1al}}$) представлена чередованием песчаных пластов и алевролитоглинистых пачек. Мощность покурской свиты составляет от 567 м (скв. Кёнгская 135) до 886 м (скв. Зап-Крыловская 1).

Верхний отдел представлен кузнецовской, ипатовской, славгородской, ганькинской свитами.

Кузнецовская свита (K_{2t}) туронского возраста залегает согласно на покурской свите. Свита сложена глинами, иногда известковистыми с редкими линзами алевроитов. Мощность кузнецовской свиты составляет от 6 м (скв. Зап-Крыловская 1) до 21 м (скв. Кенгская 135). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Г (или опорный сейсмический IV).

Ипатовская свита ($K_{2st-k-l}$) коньяк-сантонского возраста залегает согласно на отложениях кузнецовской свиты и представлена песчаниками и алевролитами, с прослоями глин. Мощность ипатовской свиты составляет от 43 м (скв. Парбигская 2) до 104 м (скв. Кенгская 136).

К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Г.

Славгородская свита (K_{2km-st}) кампан-верхнесантонского возраста сложена преимущественно глинами, иногда с редкими маломощными прослойками песчаников и алевролитов. Мощность славгородской свиты составляет от 39 м (скв. Зап-Крыловская 1) до 69 м (скв. Зап-Крыловская 2). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт C_2 (или опорный сейсмический IV^в).

Ганькинская свита ($P_{1d-K_{2m}}$) маастрихт-датского возраста залегает согласно на отложениях славгородской свиты и характеризуется сравнительно однообразной толщей серых, известковистых глин и мергелей. Ганьковская свита вскрыта скважиной составляет Зап-Крыловская 1. Мощность вскрытой свиты составляет 192 м. К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт C_1 .

Кайнозойская эратема (KZ)

Кайнозойская эратема представлена палеогеновой и четвертичными системами.

Палеогеновая система (P) залегает несогласно на меловой системе. Отложения палеогеновой системы сложены морскими глинами талицкой свитой палеоценового возраста и люлинворской, чеганской, некрасовской свитами эоцен-олигоценного возраста. Выше по разрезу несогласно залегают четвертичные отложения (Q) общей мощностью около 13 метров.

2.2 Тектоника

По тектоническому районированию фундамента территория исследования располагается в Центральной-Западносибирской складчатой системе (рис. 5). Согласно тектоническому районированию Западно-Сибирской эпигерцинской молодой плиты по фундаменту [1], Бакчарская впадина расположен в пределах развития позднегерцинской

складчатости с проявлением гранитной интрузии. Как показано на рисунке 5, выходящие на поверхность фундамента тектонические структуры имеют сложный характер. Согласно классификации, приведенной выше, Бакчарская депрессия, выделенная по отражающему горизонту Φ_2 должна быть отнесена к структуре I порядка [2].

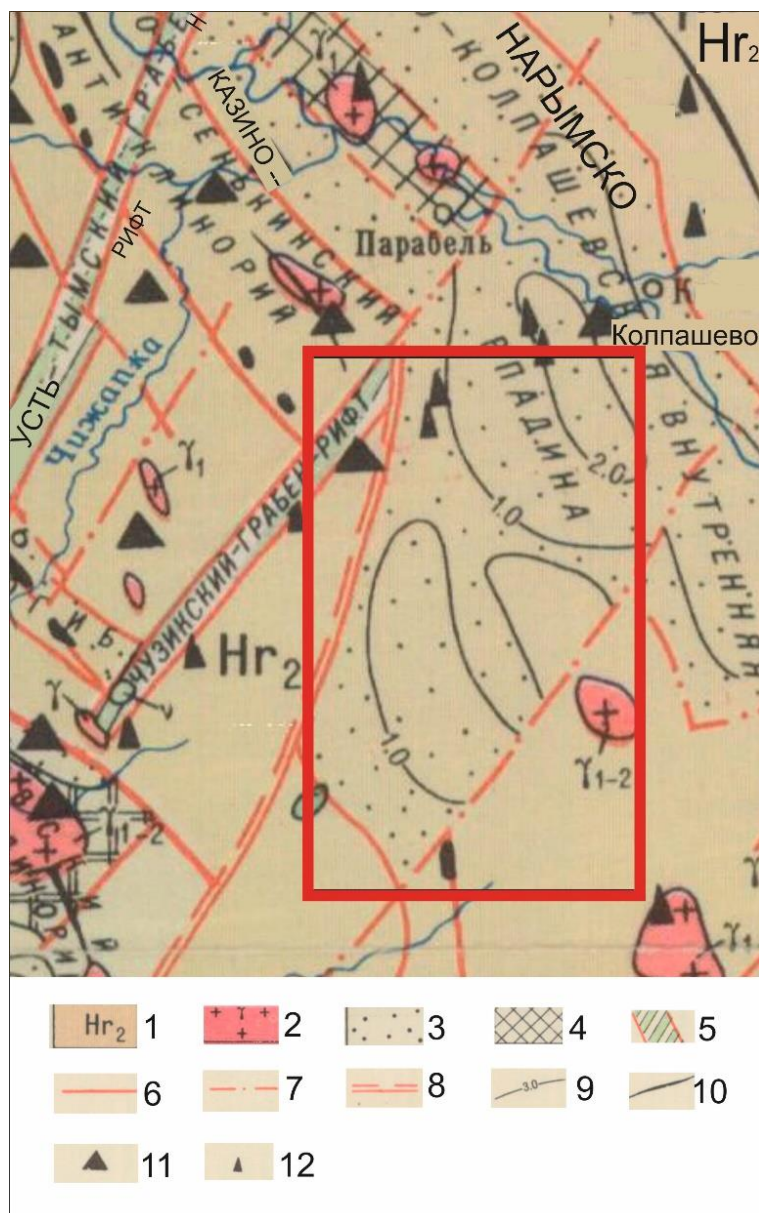


Рисунок 5 – Фрагмент из тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления [1]. Красным контуром показано положение территории исследования. Условные обозначения: 1 – области позднегерцинской складчатости, 2 – интрузивные тела среднего и кислого состава, 3 – дейтеррогенные впадины и прогибы, 4 – выступы и горсты салаирских и каледонских складчатых комплексов, 5 – раннемезозойские грабен-рифты, 6 – разломы, разграничивающие структурно-формационные зоны, 7 – прочие разломы, 8 – разломы-сдвиги, 9 – изопакиты орагенных, полуплатформенных и платформенных образований, слагающих впадины фундамента плиты (в км), 10 – оси антиклинорий, 11 – группы скважин, вскрывших фундамент, 12 – отдельные скважины, вскрывшие фундамент

Согласно тектонической схеме осадочного чехла (по Конторовичу В.А. 1998 г.) Бакcharская мезовпадина – отрицательная структура II порядка (рис. 6), расположена несколько юго-восточнее Горелоярского мезоподнятия. В состав депрессии, выделенной по горизонту II^a, входят Южно-Парбигская впадина (I_{bg} = минус 2580 м) и Северо-Парбигский (I_{bg} = минус 2460 м). В рельефе кровли юрского структурного яруса Бакcharская мезовпадина имеет площадь контролируется изогипсой минус 2440 м.

Бакcharская депрессия существенно сокращается и превращается из структуры первого порядка – мегавпадины – в структуру второго порядка – мезовпадину.

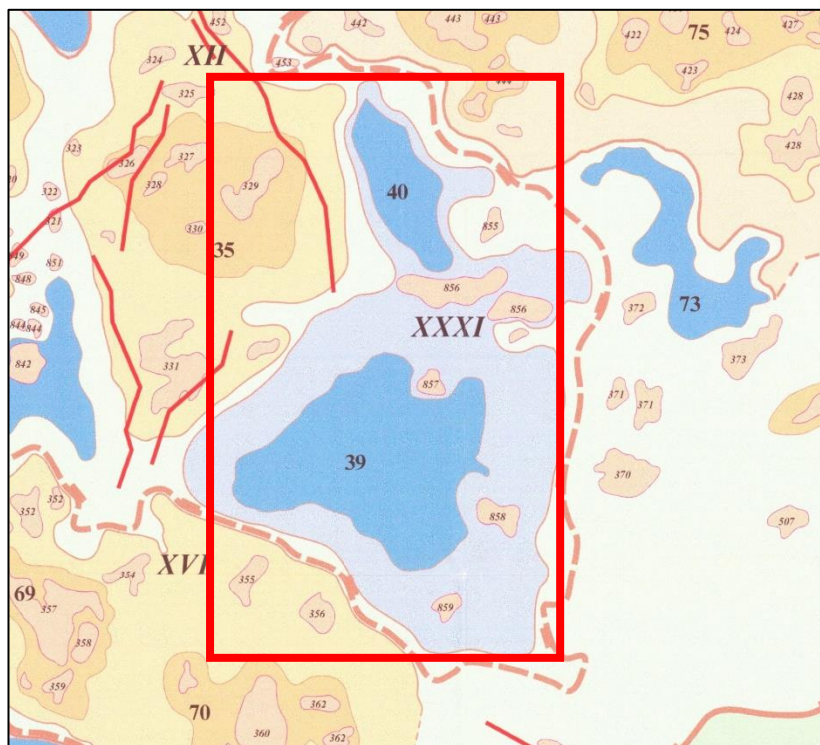


Рисунок 6 – Фрагмент тектонической схемы осадочного чехла [2]. Красным контуром показано положение территории исследования. Локальные структуры Бакcharской мезовпадины: 40 – Северо-Парбигский прогиб, 39 – Южно-Парбигская впадина, 855 – Бундюрская, 856 – Западно-Крыловская, 857 – Закаульная, 858 – Кудрейская, 859 – Двойчагинская

2.3 Нефтегазоносность

Согласно нефтегазоносному районированию [2] Бакcharская впадина находится в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в Пайдугинской нефтегазоносной области (НГО), Бакcharском нефтегазоносном районе (НГР) (рис. 7). *Доюрский НГК* представлен палеозойским резервуаром (пласты M_{1-n}) и НГГЗК (пласт M) коры выветривания.

Палеозойский резервуар (пласты M_{1-n})

Положительные результаты нефтеносности получены в скважине Крыловской 1, которая вскрыта до забоя 3060 м. Породы фундамента по керновым данным сложены выветрелыми диабазами в интервале 2905.3-2911.3 м. При испытании пласта в скважине в открытом стволе в интервале 2906-3061 м был получен приток нефти дебитом 6.7 м³/сут.

То, что вопрос о перспективности отложений фундамента остается открытым говорят и неоднозначные результаты испытаний Парбигской скважины №1. Палеозойские отложения в этой скважине были опробованы после спуска и цементажа колонны открытым забоем в интервале 2785.0-2795.0 м: был получен приток жидкости, дебитом $Q_{ж}=1.6\text{ м}^3/\text{сут.}$, в том числе дебит воды составил $Q_{в}=1.02\text{ м}^3/\text{сут.}$, нефти - $Q_{н}=0.51\text{ м}^3/\text{сут.}$

Резервуар НГГЗК (пласт М) коры выветривания

Отложения КВ в интервале 2894.4-2902.6 м по данным ГИС представлены глинистой низкоомной непроницаемой породой. Испытания в открытом стволе сразу после окончания бурения были проведены в интервале 2894-2906 м. В результате получили нефть дебитом 6.7 м³/сут.

В *нижнеюрском НГК* продуктивными пластами являются пласты Ю₁₅ (пешковская свита) и Ю₁₆₋₁₇ (урманская свита).

Резервуар пластов Ю₁₆₋₁₇

В полных разрезах Ю₁₆ и Ю₁₇ представлены песчаниками, разделёнными аргиллитовой пачкой. Признаки нефтегазоносности по керновым данным в виде «запаха нефти» и «запаха конденсата» установлены в Западно-Крыловских скважинах 1 и 2, Крыловской 2, Парбигской 3.

Пласт Ю₁₅

Пласт Ю₁₅ представлен песчаниками и является продуктивным на отдельных площадях в пределах Томской области. На территории Бакчарской впадины пласт Ю₁₅ выделен во всех рассмотренных скважинах.

В скважине Парбигской №1 по керновым данным в интервале 2663.0-2666.0 м поднят *песчаник (0.1 м) с запахом конденсата*. При испытании в колонне этого интервала при обратной промывке получена *нефть*, объемом от 0.6 до 1.6 м³.

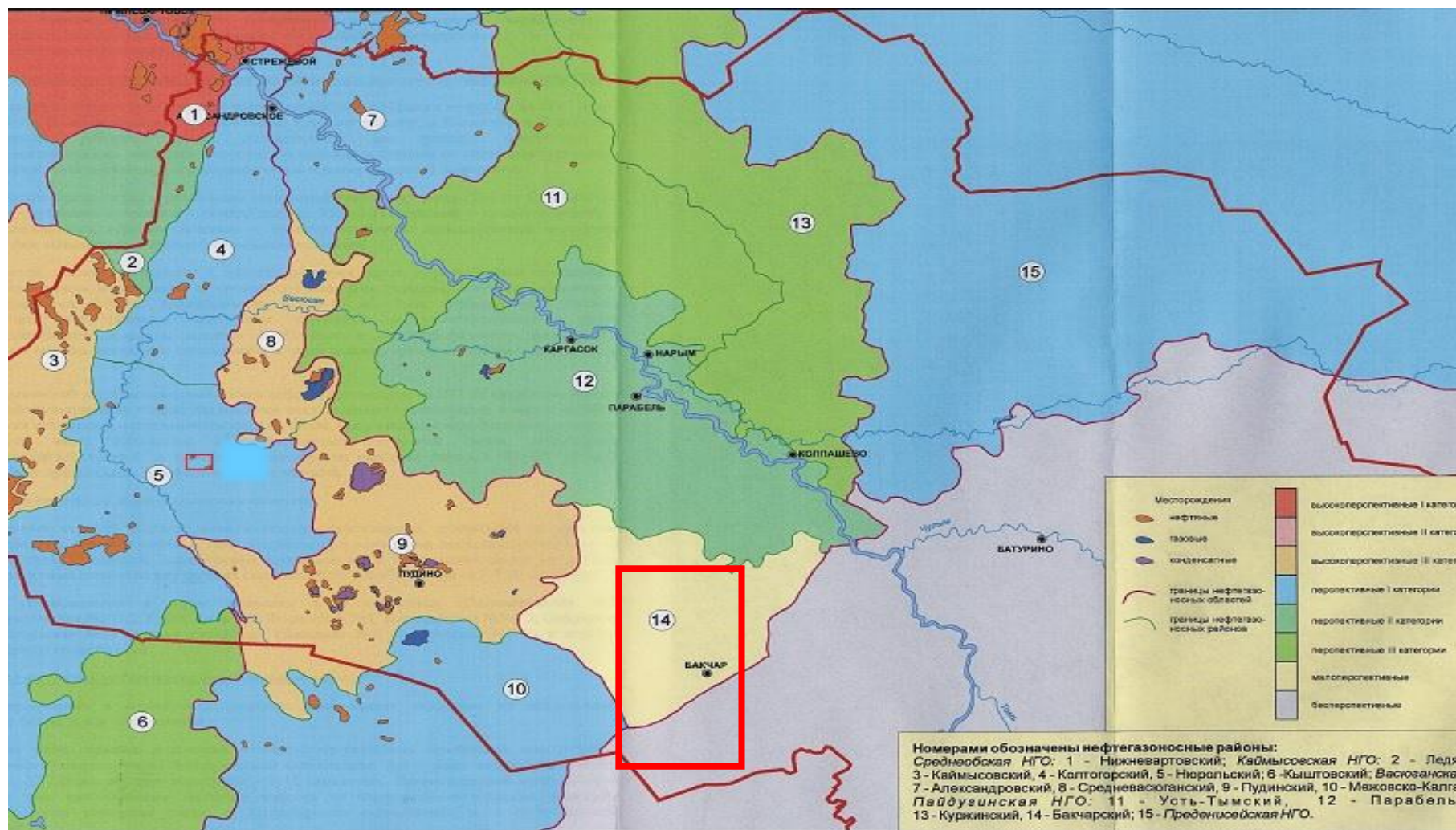


Рисунок 7 – Нефтегазогеологическое районирование территории юга-востока Западной Сибири. Красным контуром показано Бакчарская впадина [43]

2.4 Петрофизические свойства и фильтрационно-емкостные характеристики нефтегазносных комплексов

Согласно нефтегеологическому районированию основными НГК в районе исследований являются доюрский и нижнеюрский (Приложение Б).

В доюрском НГК выделяется отдельно самостоятельный палеозойский и НГГЗК.

В *палеозойском НГК* по керновым данным скважины Крыловская 1 породы фундамента сложены диабазами плотными, крепкими, слабометаморфизованными. В скважине Крыловская 2 по керновым данным в интервале 3108.0-3195.0 м породы фундамента сложены хлоритизированными и карбонатизированными порфирами.

По данным ГИС *кровля коренного палеозоя* в скважине Крыловская 1 находится в интервале 2902.6-2913 м и разуплотнена. В скважине 2 Крыловская отложения коры выветривания вскрыты в интервале 2894.4-2902.6 м и по данным ГИС представлены глинистой низкоомной непроницаемой породой.

В нижнеюрском НГК выделяются пласты-коллекторы Ю₁₇, Ю₁₆ и Ю₁₅.

Пласт Ю₁₇ (урманская свита) по керну «светло-серые, гравелитистые, грубо-среднезернистые с многочисленными включениями обломков пород и кварца, массивные, полимиктовые, крепкоцементированные, слюдистые» песчаники характеризуются как уплотненные, слабопроницаемые. Коллекторы скважине Западно-Крыловская 1 характеризуются повышенными УЭС по данным ГИС, Кп – от 10 до 16%.

Пласт Ю₁₆ (урманская свита) по керну представлен песчаниками с прямыми признаками нефтенасыщения, которые характеризуются как уплотненные, слабопроницаемые. Коллекторы скважине Западно-Крыловская 2 характеризуются повышенными УЭС по данным ГИС, Кп – от 14 до 15%. По данным ГИС в интервале 2888-2894.4 м скважины Крыловская 1 УЭС меняются от 1.6 до 2.5 Ом*м, Кп – от 17 до 19%.

Пласт Ю₁₅ (пешковская свита) по описанию песчаники в интервале пласта серые, от крупнозернистых до грубозернистых, крепкоцементированные, массивные, Средневзвешенные значения геофизических параметров в скважине Парбигская 1 составляют: при значениях $A_{пс}$ от 0.3 до 0.4, $K_{п\text{ ср.}}=14.0\%$, $K_{гп.ср.}=29.7\%$, $K_{пр.ср.}=0.9\text{мД}$. Сопротивления по данным БКЗ в интервале пласта повышены незначительно: от 6.5 до 7.5 Ом. Значения $K_{нт}$ находятся в пределах 49 - 69%. УЭС по данным БКЗ и ИК в интервалах песчаников находятся в пределах 8.5-9.4 Ом*м. Значения $K_{нт}$ меняются от 59 до 70%.

Для коллекторов пластов Ю₁₅, Ю₁₆ и Ю₁₇ фильтрационно-емкостные свойства представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов нижнеюрского НГК в скважинах Бакчарской впадины

Скважина	Интервал	Интервал пропластков		Нотн, м	УЭС,Омм	Кп, д.ед.	Кпр, мД
		Кровля, м	Подолшва,				
НИЖНЕЮРСКИЙ НГК							
ПЛАСТ Ю ₁₅							
Зап-Крыловская 1	2965.6-3020	2984.0	2989.5	5.5	7.0	0.1	0.3
		2990.3	2991.0	0.7		0.11	0.4
		2992.0	2993.4	1.4		0.11	0.5
		2995.5	2998.0	2.5	7.3	0.1	0.3
		2998.0	2999.0	1.0		0.11	0.5
		2999.0	3000.3	1.3		0.1	0.3
		3011.6	3013.0	1.4		0.12	0.9
		3013.0	3015.0	2.0		0.14	1.9
		3015.0	3018.2	3.2	7.2	0.16	5.2
		3018.2	3020.0	1.8		0.14	2.2
Зап-Крыловская 2	2944-2981,7	2944.0	2948.0	4.0		0.13	0.9
		2951.5	2953.0	1.5		0.12	0.7
		2954.3	2955.5	1.2		0.12	0.9
		2959.7	2961.4	1.7		0.1	0.3
		2961.4	2966.1	4.7	4.0	0.15	3.6
		2974.6	2976.9	2.3	4.5	0.12	0.7
		2978.0	2981.7	3.7	4.5	0.14	1.6
Крыловская 1	2831,5-2865	2831.5	2835.1	3.6	5.1	0.12	0.7
		2837.2	2841.1	3.9	4.9	0.11	0.4
		2843.3	2847.8	4.5	3.6	0.11	0.5
		2847.8	2851.9	4.1	4.9	0.11	0.4
		2855.4	2856.9	1.5		0.11	0.4
		2856.9	2859.7	2.8	3.7	0.14	1.5
		2861.0	2865.0	4.0	3.8	0.13	1.0
Крыловская 2	2831,8-2969,2	2931.8	2932.8	1.0		0.11	0.4
		2934.0	2936.6	2.6	4.5	0.14	1.5
		2940.0	2942.2	2.2	4.9	0.11	0.4
		2942.2	2948.0	5.8	4.9	0.13	1.0
		2964.9	2969.2	4.3	3.6	0.13	1.4
ПЛАСТ Ю ₁₆							
Зап-Крыловская 2	3006,4-3025	3006.4	3019.4	13.0	5.5	0.15	2.7
		3020.7	3022.0	1.3		0.14	2.1
		3022.9	3025.0	2.1		0.15	3.9
Крыловская 1	2888-2894,4	2888.0	2892.5	4.5	2.5	0.17	20.8
		2892.5	2894.4	1.9	1.6	0.19	83.0
ПЛАСТ Ю ₁₇							
Крыловская 2	3080,4-3090	3080.4	3081.5	1,5	8.6	0.14	1.3
		3086.0	3090.0	4,0	8.5	0.14	2.5

2.5 Сейсмогеологическая характеристика

Основой для заложения поисково-разведочных скважин являются структурные карты по опорным отражающим сейсмическим горизонтам, приуроченным к региональным геологическим реперам.

В осадочном чехле юго-восточных районов Западной Сибири выделяют несколько опорных сейсмических горизонтов, которые тяготеют к выдержанным по толщине глинистым пачкам, сформировавшимся в эпохи трансгрессий и получившие распространение на обширных территориях.

Отражающий горизонт Φ_2 (подошва юры) приурочен к границе между доюрским основанием и мезозойско-кайнозойскими платформенными отложениями.

Отражающий горизонт Π^a (поздняя юра, волжский ярус) на большей части Томской области связан с отложениями баженовской свиты. В Бакчарской впадине горизонт приурочен к марьяновской свите. При этом горизонт сохраняет свойства репера, но прослеживается значительно хуже, чем по баженовской свите.

Ранний мел-туронский мегакомплекс на временных сейсмических разрезах контролируется отражающим горизонтом Π^a , а кровля – горизонтом IV.

К отложению кошайской пачки алымской свиты приурочен региональный сейсмический репер – *отражающий горизонт III (ранний мел, апт)*, хотя качество его прослеживания значительно хуже, чем горизонт Π^a и IV, он вполне кондиционно картируется по сейсмическим данным [2].

Отражающий горизонт IV (верхний мел, турон), формирующийся на пачке аргиллитов кузнецовской свиты. Наряду с горизонтом Π^a – наиболее надежный сейсмический репер, так как на большей части исследуемой территории горизонт обладает высоким энергетическим уровнем.

Глинистым флюидоупором талицкой свиты, к которой приурочен *отражающий горизонт V (палеоген, ранний палеоцен)*, коньяк-кайнозойский мегакомплекс разделен на два комплекса: коньяк-раннепалеоценовый и поздний палеоцен-четвертичный [2].

По наличию региональных геологических и сейсмических реперов и с учетом условий формирования в нефтегазоперспективном интервале разреза мезозойско-кайнозойских отложений Западной Сибири можно выделить шесть сейсмогеологических комплексов, представляющих собой самостоятельные объекты поиска месторождений нефти и газа: геттанг-раннетоарский, позднетоар-ааленский, байос-батский, келловей-волжский, неокомский клиноформный и неокомский шельфовый (рис. 8).

Каждый из выделенных комплексов представляет собой относительно автономную систему, включающую резервуары и флюидоупоры, характеризуется своеобразными особенностями строения, условиями формирования и типами нефтегазоперспективных объектов [2].

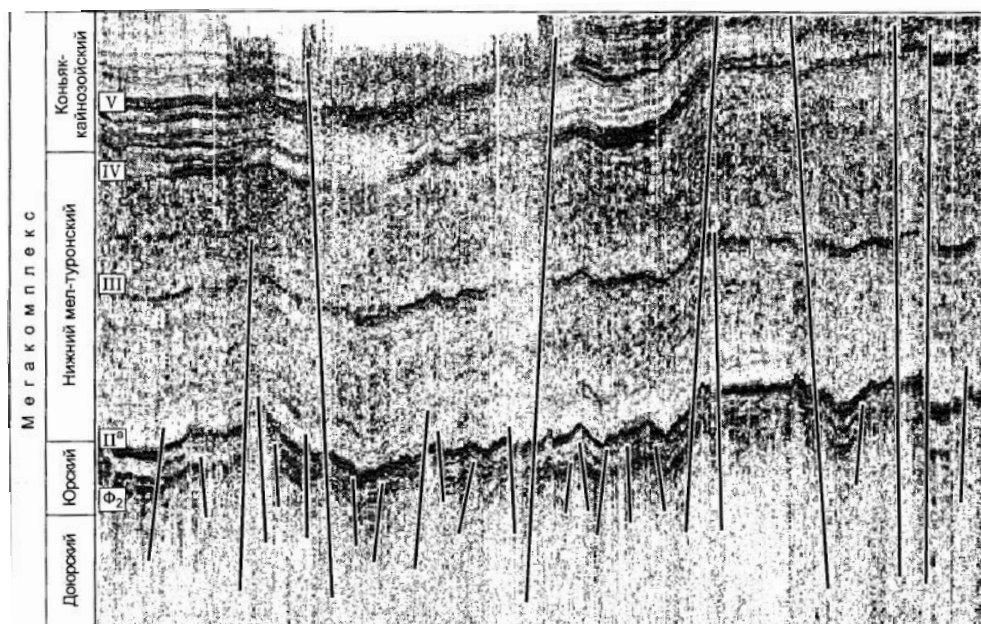


Рисунок 8 – Региональный временной разрез по профилю IX в пределах Парабельского мегавыступа [2]

3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В Бакчарской впадине пробурено 8 скважин: Бакчарской 1, Западно-Крыловской 1, 2, Крыловской 1, 2, Парбигской 1, Парбигской 2, Парбигской 3.

Для анализа ранее выполненных ГИС Данные приведены только по 2 скважинам: Крыловская 1 и Крыловская 2.

Скважина Крыловская 1 пробурена в куполе Крыловской структуры до глубины 3060 м (палеозой) [45].

В скважине проведены следующие исследования: стандартный каротаж в масштабе 1:500, стандартный каротаж, БКЗ, микрозондирование, кавернометрия, боковой каротаж, индукционный каротаж в интервале 444,8-2490 м в масштабе 1:200, газовый каротаж 2126-2491,6 м в масштабе 1:500.

Сопротивление бурового раствора, измеренное лабораторным резистивиметром, равно 6,4 Ом при температуре 18°C, уточненное по результатам обработки БКЗ от 6,0 Ом до 2,5 Ом.

В скважине 1 Крыловской площади проведен следующий комплекс исследований: стандартный каротаж, БКЗ, кавернометрия в интервале 2380-2684, микрозондирование в интервале 2430-2735 м в масштабе 1:200, газовый каротаж 2491,5-2689 м в масштабе 1:500.

Далее предусмотрено проведение следующего комплекса: стандартный каротаж в масштабе 1:500, стандартный каротаж, БКЗ, микрозондирование, кавернометрия, боковой каротаж, индукционный каротаж в интервале 2620-3060 м, ГК, НГК в интервале 0-3060 м в масштабе 1:200.

Качество материалов исследования хорошее.

В разрезе скважины выделены следующие стратиграфические комплексы (по кровле):

чеганская свита на глубине 128 м;

люминворская свита – 177 м;

ганькинская свита – 248 м;

алымгородская свита – 325 м;

ипатовская свита – 372 м;

кузнецовская свита – 545 м;

покурская свита – 568 м;

киялинская свита – 1447 м;

тарская свита – 2124 м;

куломзинская свита – 2179 м;

марьяновская свита – 2900 м;

георгиевская свита – 2346 м;

наунакская свита – 2378 м;

тюменская свита – 2441 м;

палеозой – 2889 м.

Скважина Крыловская 2 пробурена в 4 км на север от скважины 1 Крыловская [46]. Скважина пробурена до глубины 3196 м с палеозойскими отложениями на забое.

В скважине в интервале 950-2400 м выполнен следующий комплекс промыслово-геофизических исследований: стандартный каротаж 3 уст. и ПС в масштабе 1:200, БКЗ 4 уст., микрозондирование, кавернометрия, инклинометрия в интервале 25-2400 через 25 м, стандартный каротаж 1 уст. и ПС в масштабе 1:500 в интервале 480-2400.

Сопротивление бурового раствора, замеренное поверхностным резистивиметром, равно 5,5 Ом при температуре 18°C, уточненное по результатам обработки БКЗ изменялось от 4,0 Ом до 2,7 Ом.

В скважине 2 Крыловской площади в интервале 2330-2880 выполнен следующий комплекс промыслово-геофизических исследований: стандартный каротаж 3 уст. и ПС в масштабе 1:200, БКЗ 4 уст., микрозондирование, кавернометрия, инклинометрия через 25 м в

интервале 2350-2875 м, стандартный каротаж 1 уст. и ПС в масштабе 1:500 в интервале 2540-2880 м, индукционный каротаж, боковой каротаж в масштабе 1:200 в интервале 2200-2880 м.

В скважине выполнен следующий комплекс промыслово-геофизических исследований: стандартный каротаж 1 уст. и ПС в масштабе 1:500 в интервале 2810-2955 м и 2900-2990 м, стандартный каротаж 3 уст. и ПС в масштабе 1:200, БКЗ 4 уст., микрозондирование, боковой каротаж, индукционный каротаж в интервале 2820-2990 м, кавернометрия в масштабе 1:200 в интервале 2840-2990 м, инклинометрия через 25 м в интервале 2800-2975 м.

Качество материалов исследований хорошее.

В разрезе скважины выделены следующие стратиграфические комплексы (по кровле):

кузнецовская свита на глубине 570 м;

покурская свита – 590 м;

киялинская свита – 1334 м;

тарская свита – 2176 м;

куломзинская свита – 2227 м;

марьяновская свита – 2359 м;

наунакская свита на глубине 2435 м;

тюменская свита – 2510 м;

палеозой – 2965 м.

Сравнительная характеристика результатов испытания в колонне и рекомендаций по ГИС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Сопоставление рекомендованных по ГИС интервалов по испытанию в скважинах Крыловская 1 и 2

Площадь, скважина	Рекомендации		Результаты испытания
	По ГИС	Задачи	
1	2	3	4
Крыловская 1	2981-3061 м (палеозой)	Для выяснения характера насыщения	«СУХО»
	2940-2950 м (палеозой)	Для выяснения характера насыщения	«СУХО»
	2888-2910 м (палеозой)	Для выяснения характера насыщения	$Q_v=1,2 \text{ м}^3/\text{сут. с пленкой нефти}$
	2854-2866 м (тюменская свита + палеозой)	Для выяснения характера насыщения	$Q_v=0,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$
	2480-2490 м (тюменская свита)	Для выяснения характера насыщения	$Q_v=0,96 \text{ м}^3/\text{сут.}$
Крыловская 2	3067-3074 м (палеозой)	Для выяснения возможной нефтеносности	Пленка нефти

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
	2964-2973 м (предположительно отложения триаса)	Для выяснения характера насыщения	$Q_v=0,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$
	2883-2889 м (тюменская свита)	Для изучения коллекторских свойств	$Q_v=0,1 \text{ м}^3/\text{сут.}$ с пленкой нефти
	2527-2542 м (тюменская свита)	Для выяснения характера насыщения	$Q_v=2,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Таким образом, комплекс геофизического исследования скважин, выполненный в скважинах 1 и 2 Крыловской структуры Бакчарской мезовпадины, позволил провести литологическое расчленение разрезов, выделить пласты-коллекторы и определить его фильтрационно-емкостные свойства. Для выяснения характера насыщения по результатам геофизического исследования скважин были рекомендованы 9 интервалов для испытания пластов. Из них в 7 интервалах были получены признаки насыщения флюидом. признаки нефтенасыщения были получены только в 3 интервалах.

4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

На стадии поиска и разведки месторождения углеводородов перед геофизическими методами ставятся следующие задачи:

- литологическое расчленение разреза, с последующей его корреляцией;
- выделение коллекторов;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств пород;
- оценка характера насыщения коллекторов.

4.2 Обоснование объекта исследования

Критерием перспективности нефтегазоносности является наличие нефтематеринской свиты и получение прямых признаков нефтенасыщения. На территории исследования баженовская свита теряет свой генерационный потенциал, поскольку замещается континентальной марьяновской свитой. Наибольший интерес представляют глубокозалегающие доюрский и нижнеюрский НГК. Эти объекты относятся к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ) [49]. Для доюрских и нижнеюрских НГК ею является тогурская свита. В непосредственной близости от Бакчарской впадины было открыто

Парбигское месторождение нефти в нижнеюрском НГК. В скважинах Крыловской площади были получены прямые признаки нефти по керновым данным и испытанию пластов.

Поэтому, для изучения нижнеюрского и доюрского разреза и определения их продуктивности, в юго-западном направлении от скважины Крыловская 1, проектируется заложение поисковой скважины № 3 в апикальной части Южно-Крыловской складки (рис. 9).

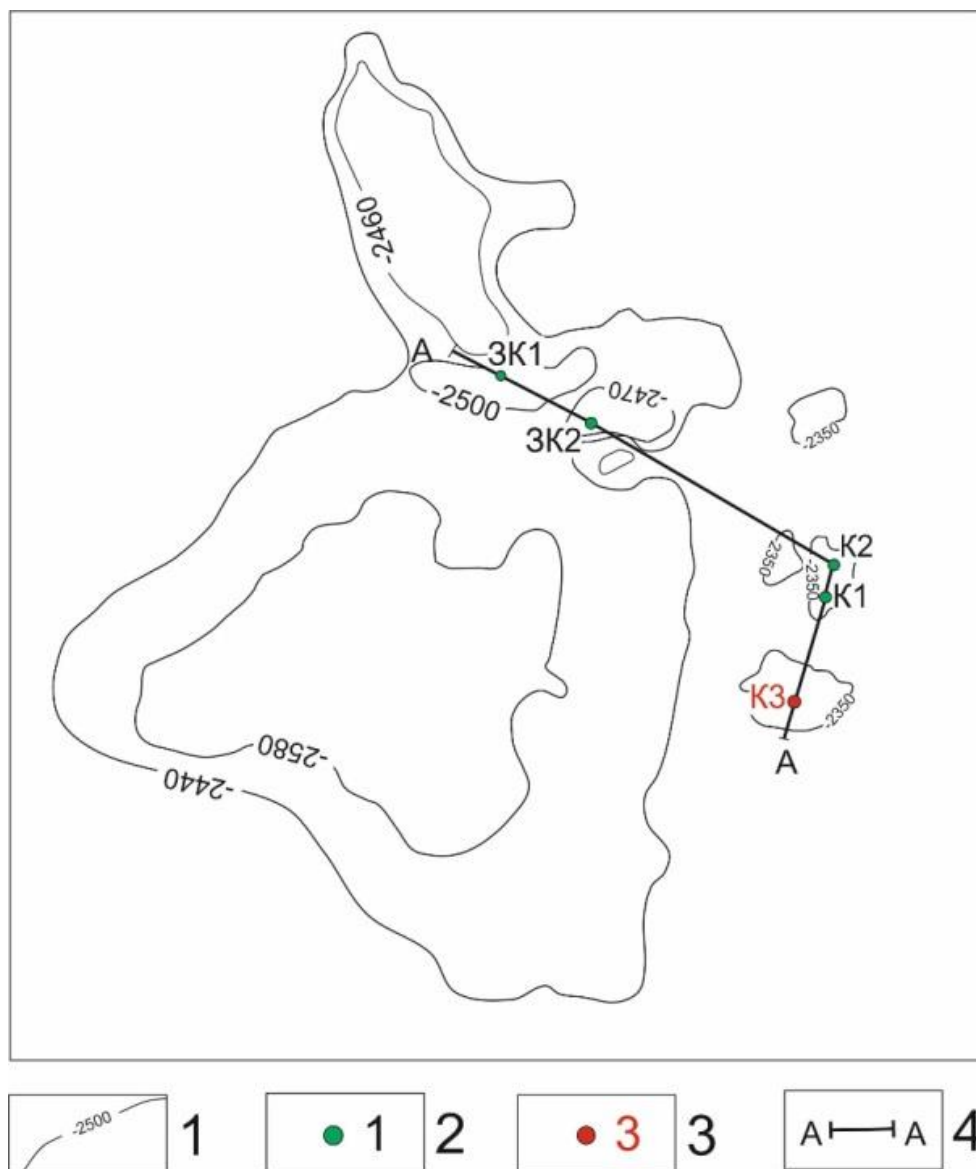


Рисунок 9 – Положение проектной поисковой скважины № 3 на структурной карте по отражающему горизонту Б: 1 – изогипсы; 2 – пробуренные скважины; 3 – проектная скважина; 4 – линия разреза

Проект предусматривает вскрытие палеозойских отложений на 100 м и с забоем скважины на глубине 3000 м (рис. 10).

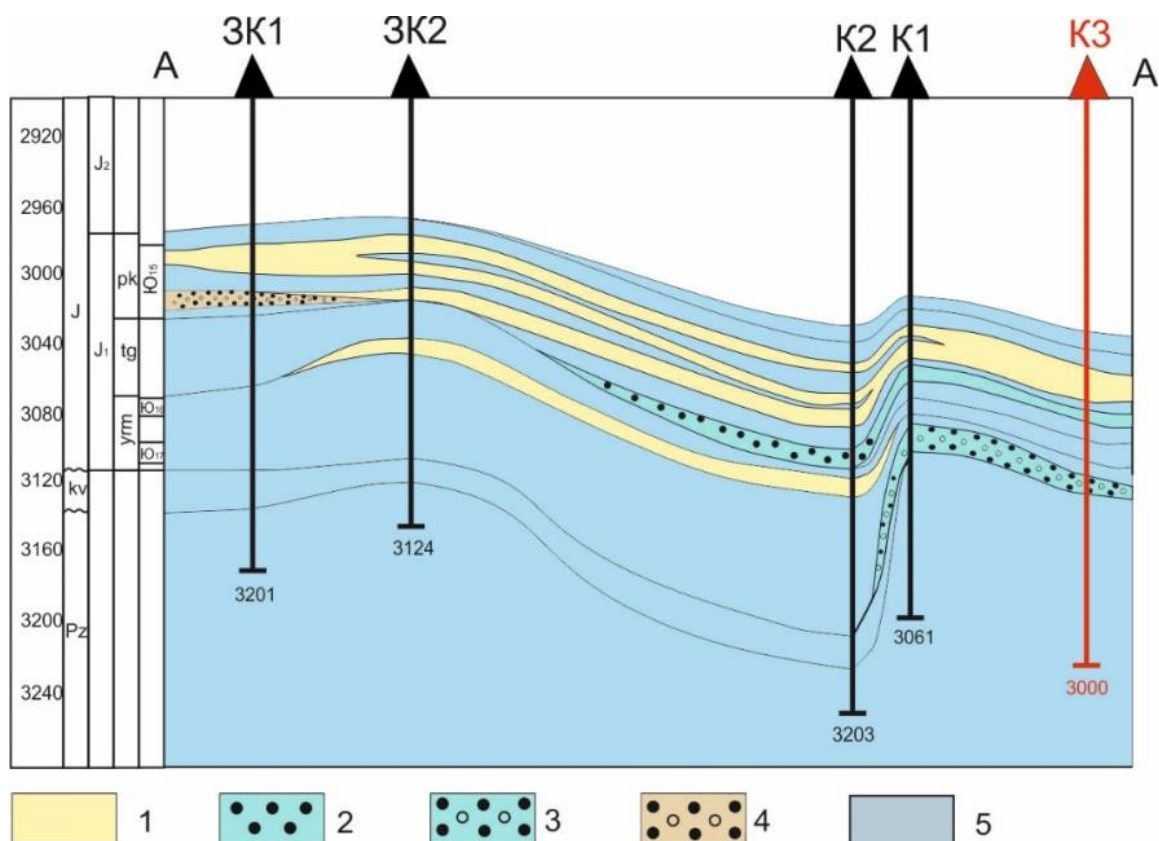


Рисунок 10 – Положение проектной поисковой скважины № 3 на геологическом разрезе А-А:
 1 – пласт-коллектор; 2 – водонасыщенный пласт с пленкой нефти;
 3 – нефтегазоводонасыщенный пласт; 4 – нефтенасыщенный пласт; 5 – непроницаемый пласт

Проектная стратиграфическая разбивка разреза поисковой скважины 3 на Крыловской площади представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Проектная стратиграфическая разбивка в скважине Крыловская 3

Свита, возраст	Кровля свиты, м
Четвертичные отложения	0
Некрасовская серия, верхний+средний олигоцен	20
Чеганская свита, олигоцен+верхний эоцен	120
Люлинворская свита, эоцен	165
Талицкая свита, палеоцен	225
Ганькинская свита, даний, маастрихт	245
Славгородская свита, кампан+верхний сантон	295
Ипатовская свита, нижний сантон+коньяк	350
Кузнецовская свита, турон	520
Покурская свита, сеноман+альб+апт	540
Киялинская свита, готерив+баррем	1475
Тарская свита, валанжин	2175
Куломзинская свита, валанжин	2205
Марьяновская свита, титонский	2350
Георгиевская свита, кимеридж	2365
Наунакская свита, келловей+оксфорд	2400
Тюменская свита, нижняя+средняя юра	2450
Кора выветривания	2850
Палеозой	2900
Забой скважины	3000

Пласт Ю₁₇ залегает в интервале 3074-3090 м и сложен песчаником с прослоями глин и пропластком угля. По данным ГИС песчаники по кривой ПС и ИК выделяются отрицательным приращением. По кривой ГК соответствуют низкие значения. УЭС песчаников в среднем составляет 5 Ом*м.

Глины выделяются по максимальным значениям на кривой ПС и ГК.

Угольные пласты выделяются по повышенным значениям сопротивления, БК и ДС (каверна) и по низким значениям ГК и НКТ.

Перекрывающая толща сложена глиной, углями и карбонатизированным песчаником. Глины выделяются по положительным приращениям на кривой ПС и ГК.

Угольные пласты выделяются по повышенным значениям сопротивления, БК и ДС (каверна) и по низким значениям ГК и НГК.

Карбонатизированный песчаник выделяется высокими значениями сопротивления, ИК и НГК.

Подстилающая толща представлена породами коры выветривания. Кора выветривания имеет высокие значения по кривой ПС и максимальными значениями по кривым ГК и НГК.

4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Исходя из построенной ФГМ и с учетом выше поставленных геологических задач рекомендуется использование следующего комплекса геофизического исследования скважин.

Для литологического расчленения и корреляции разрезов основными методами ГИС являются: ПС, КС и ГК; в качестве дополнительных методов предлагаются микрозонды, НГК, АК, ДС.

Для выделения высокопористых и проницаемых пород – коллекторов с наибольшей точностью применяется геофизический комплекс методов исследования скважин: ПС, ДС, ГК, БК + МБК, БКЗ и АК.

Для определения ФЕС коллектора применяются следующие методы ГИС: ПС, ГК, НГК, АК.

Для определения характера насыщения коллекторов осуществляется методами БК, ИК, АК.

Метод потенциалов собственной поляризации (ПС). Метод основан на изучении естественного стационарного поля, образование которого связано с физико-химическими

процессами, протекающими на поверхностях раздела скважина-порода и между пластами различной литологии. Метод ПС обусловлен следующими физико-химическими процессами: 1) диффузией солей из пластовых вод в промывочную жидкость и наоборот, а также адсорбцией ионов на поверхности минеральных частиц горных пород; 2) фильтрацией вод из промывочной жидкости в породы и пластовых вод в скважину; 3) окислительно-восстановительными реакциями, происходящими в породах и на контакте их с промывочной жидкостью и металлами [4]. В разрезе осадочных пород в большинстве случаев наибольшими отрицательными аномалиями $U_{\text{пс}}$ отмечаются чистые песчаники, карбонатные и гидрохимические осадки, положительными аномалиями $U_{\text{пс}}$ – глины и сильно заглинизированные породы.

Гамма каротаж (ГК) – основан на изучении естественного гамма-поля по стволу скважины путем регистрации интегральной и дифференциальной интенсивности гамма-излучения, возникающего при самопроизвольном распаде радиоактивных элементов в горных породах. Таким образом, предметом исследования является – естественная радиоактивность горных пород, вскрытых скважиной.

Естественная радиоактивность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов: $^{238}_{92}\text{U}$, $^{226}_{88}\text{Ra}$, $^{232}_{90}\text{Th}$, $^{40}_{19}\text{K}$. Наиболее высокой радиоактивностью отличаются магматические породы, низкой радиоактивностью отмечаются осадочные породы, промежуточной – метаморфические породы. Содержание радиоактивных элементов в магматических породах закономерно связано с количеством кремнекислоты. Наиболее радиоактивны кислые разности пород, минимальная радиоактивность у ультраосновных пород. Радиоактивность осадочных пород в первую очередь определяется радиоактивностью породообразующих минералов. Низкими значениями радиоактивности обладают песчаники, пески, известняки, ангидриты, доломиты и т.д. Высокой радиоактивностью обладают глины, битуминозные сланцы, аргиллиты [4].

Кавернометрия – метод заключается в измерении диаметра скважины. Фактический диаметр скважины измеряется каверномерами. Кавернограмма – кривая фактического измерения диаметра скважины в масштабе глубин. При бурении диаметр долота зависит от конструкции скважины. Номинальный диаметр – соответствие диаметра пробуренной части ствола скважины, диаметру долота или коронки. Увеличение диаметра – образование каверн характерно для глинистых и углей, уменьшение – для песчаных пород-коллекторов, в которых возникает образование глинистой корки на стенке скважины [4].

Метод АК – основан на определении упругих свойств горных пород по данным о распространении в них упругих волн. Данные АК используются для литологического

расчленения и корреляции разрезов скважин, выделения пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов, оценка коэффициента пористости пород [4].

Методы кажущегося сопротивления (КС) – основаны на изучении распределения искусственного стационарного и квазистационарного электрических полей в горных породах. В группу методов КС входят такие методы как: метод обычных зондов КС, метод специальных зондов КС, БКЗ, резистивиметрия, МКЗ [4].

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) состоит в измерении ρ_k пластов по разрезу скважин набором однотипных зондов разной длины.

Сущность метода состоит в измерении ρ_k однотипными зондами разной длины: 1) А0,4 М0,1 N; 2) А1,0 М0,1 N; 3) А2,0 М0,5 N; 4) А4,0 М0,5 N; 5) А6,0 М1,0 N; 6) N0,5 М2,0 [5].

Метод микрозондирования (МКЗ). По данным микрозондов (градиент-микрозонд А0,025М0,025N, потенциал-микрозонд А0,05М) хорошо выделяются породы-коллекторы, имеющие на своей поверхности глинистую корку. Однако глинистая корка одновременно с этим отрицательно сказывается на результатах количественных определений удельного сопротивления полностью промытой части коллектора.

В интервалах, характеризующихся на кавернограмме увеличением диаметра скважины (каверна с $d_k > 15$ см), оба микрозонда регистрируют низкие и одинаковые значения ρ_k , отражающие кажущееся сопротивление бурового раствора [6].

Боковой каротаж (БК) – метод применяется для определения УЭС, для изучения маломощных пластов-коллекторов, для уточнения $h_{эф}$.

Индукционный каротаж (ИК) – применяются для исследования вторичного электромагнитного поля среды, ЭДС которого прямо пропорциональна электропроводности горных пород. Вторичное электромагнитное поле возникает в окружающей среде за счет вихревых токов, которые индуцированы катушкой, питающейся от помещенного в скважину генератора переменного тока.

В методе ИК измеряется $\sigma_{эф}$, которая зависит от проводимостей пласта, промывочной жидкости, зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости, вмещающих пород, от $d_{скв}$, $h_{пласта}$, размера конструкции зонда.

По диаграммам индукционного каротажа более точно определяется положение ВНК и УЭС водоносных коллекторов малого сопротивления [4].

Микробоковой каротаж. Интерпретация диаграмм по данному методу заключается в оценке удельного электрического сопротивления промытой части пласта.

Нейтронный гамма каротаж (НГК) – сущность метода состоит в исследовании интенсивности γ -поля, образовавшегося в результате поглощения тепловых нейтронов породообразующими элементами. Интенсивность гамма-излучения радиационного захвата зависит от числа тепловых нейтронов. Число нейтронов зависит от поглощающих и замедляющих свойств горной породы. Замедляющие свойства среды зависят от водородосодержания. Поглощающие свойства среды зависят от водородосодержания, а также от содержания таких элементов как: хлор, бор, железо, марганец и др. которые обладают высоким сечением захвата тепловых нейтронов в окружающей среде.

НГК применяется для решения следующих задач: литологическое расчленения разреза; выделение пластов-коллекторов; определение их пористости; отбивка ВНК; выявления элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов [4].

Инклинометрия – метод позволяющий определить положения ствола скважины в пространстве с учетом зенитного и азимутального углов. Зенитный угол характеризует величину отклонения скважины в данной точке от вертикали. Его надо учитывать в процессе бурения скважины. Данные об искривлении скважины необходимы для определения глубины расположения забоя и истинных глубин залегания пластов, расчета нормальной мощности пластов, для осуществления контроля искривления скважины и выявления участков резких отклонений ствола скважины, которые могут осложнять спуск бурового инструмента, геофизических приборов, обсадных труб и скважинных фильтров [4].

Таким образом, в скважине № 3 Крыловской площади проектом предусматривается выполнить следующие работы (табл. 4).

Таблица 4 – Комплекс проектных геофизических исследований для решения поставленных задач

№ пп	Название исследований	Масштаб	Интервалы исследований, м
1	2	3	4
В кондукторе (открытый ствол)			
	Стандартный каротаж	1 : 500	0-530
	ПС	1 : 500	
	ГК и НГК	1: 500	
	Кавернометрия	1: 500	
Каротаж в открытом стволе			
	Стандартный каротаж	1: 500	530-3000
	ПС	1: 500	530-3000
	БК, БКЗ, ИК	1: 200	1475-3000
	ГК и НГК	1: 500	0-1475
		1: 200	1475-3000
	АК	1: 200	
	Кавернометрия	1: 500	
	Микрозондирование	1: 200	
Газовый каротаж	1: 500		

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Каротаж в продуктивной части разреза			
	ПС, БК, БКЗ, ИК, ГК и НГК, МБК	1: 200	2700-3000
	АК	1: 200	
	Кавернометрия	1: 200	
	Микрозондирование	1: 200	
	Инклинометрия	Через 25 метров	0-3000

5 МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ПОЛЕВЫХ РАБОТ

5.1 Методика проектных работ

Геофизические исследования в скважинах проводят по общепринятой схеме проведения работ. В проектной скважине работы проводятся по технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых месторождениях [3].

Технология проведения геофизических исследований в скважинах на объекте работ сводятся к следующему:

- первичные, периодические и полевые калибровки скважинных приборов, а также стандартизацию применяемых однотипных комплектов аппаратуры;
- подготовительные работы на базе каротажного отряда и непосредственно на скважине;
- геофизические исследования в скважинах;
- первичное редактирование данных ГИС, контроль их качества;
- сдача-приемка полевых материалов в камеральную группу геофизической партии.

Все виды каротажных работ выполнялись в соответствии с «Инструкцией по проведению геофизических исследований рудных скважин», утвержденной Министерством природных ресурсов Российской Федерации от 06.12.2000 г, инструкциями заводо-разработчиков аппаратуры и другими руководящими дополнениями к данным инструкциям.

К полевым измерениям в скважинах допускалась аппаратура и скважинные приборы, прошедшие все необходимые метрологические поверки в соответствии с действующими ГОСТами и другими руководящими документами по проведению различных видов каротажа. Вся скважинная геофизическая аппаратура, полевые калибровочные устройства (ПКУ), используемые при проведении работ, прошли метрологическую

экспертизу в центре метрологии и стандартизации геофизических технологий. В сертификатах указаны условия и результаты калибровки.

Подготовительные работы перед проведением ГИС проводят в стационарных условиях на базе геофизического предприятия (производителя работ) и непосредственно на скважине.

Каротажная партия (отряда) на базе геофизического предприятия получает наряд-заказ на геофизические исследования и работы, форма и содержание которого согласованы между геофизическим предприятием и недропользователем. Далее партия получает скважинные приборы, расходные детали, материалы и источники радиоактивных излучений. Они должны записать файлы периодических калибровок и сведений об исследуемом объекте, включая файлы априорных данных, в базу данных каротажного регистратора.

По прибытию на скважину персонал каротажной партии (отряда) проверяет подготовленность бурящейся либо действующей скважины к исследованиям и работам согласно техническим условиям на их подготовку для проведения ГИС и подписывает акт о готовности скважины к проведению исследований и работ, также проверяет правильность задания, указанного в наряд-заказе, и при необходимости уточняет его с представителем недропользователя. Партия устанавливает каротажный подъемник в 25-40 м от устья, лабораторию в 5-10 м от подъемника и выполняет внешние соединения лаборатории и подъемника между собой силовым и информационными кабелями. Также партия подключает станцию к сети переменного тока, действующей на скважине, а при ее отсутствии — к генератору автономной силовой установки, перевозимой подъемником.

Каротажная партия сматывает с барабана лебедки вручную или с помощью привода лебедки, заводит кабель в направляющий и подвесной ролики (блок-баланс) и устанавливает последние на свои штатные места, крепит направляющий ролик (блок) на специальном узле крепления, устанавливает на направляющем ролике (блоке) датчик глубины, если он не установлен на консоли подъемника.

Далее подвешивается подвесной блок, датчик натяжения и подсоединяется к кабельному наконечнику первый скважинный прибор (сборку приборов, шаблон), проверяется его работоспособность на мостках, опускается прибор в скважину. Подъем прибора над столом ротора и спуск в устье скважины производится с помощью каротажного подъемника, легости (якоря), имеющейся на буровой, или другого грузоподъемного механизма.

Стандартный каротаж включает запись *потенциал-зондом* (ПЗ) А0,5М6N или А0,5М11N с одновременной записью кривой потенциалов *собственной поляризации* (СП).

Масштаб записи кривой потенциал-зонда 2,5 Омм/см; СП- 12,5 мВ/см. Применяется прибор комплексного электрического каротажа К1А-723-М.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) выполняет последовательными градиент-зондами размерами АО=0,45; 1,05м; 2,25 м; 4,25 м и одним обращенным зондом (ОГЗ) размером 2,25 м. Масштаб записи кривых КС – 2,50 мм/см. Применяемая аппаратура – К1А-723-М

Индукционный метод (ИК). Масштаб записи ИК 25 мСим/м/см, скорость регистрации – 1600-2500 м/ч. применяется прибор комплексного электрического каротажа К1А-723-М.

Боковой каротаж (БК). Запись проводится в логарифмическом масштабе с модулем 6,25 см. Скорость записи и аппаратура такие же, как и при КС.

Прибор комплексного электрического каротажа К1А-723-М (рисунок 12) предназначен для измерения кажущегося удельного электрического сопротивления горных пород зондами бокового каротажного зондирования, потенциал-зондом, зондом трехэлектродного бокового каротажа, потенциала самопроизвольной поляризации, кажущегося удельного электрического сопротивления промывочной жидкости, кажущегося удельного электрической проводимости горных пород зондом индукционного каротажа.

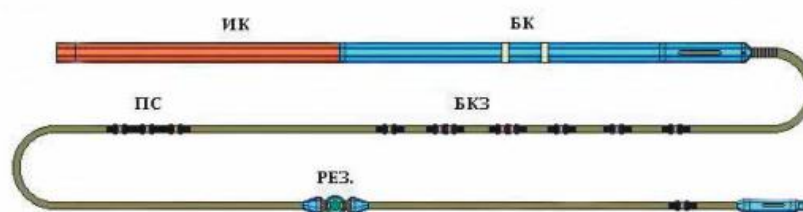


Рисунок 12 – Прибор К1А-723-М

Область применения – геофизическое исследование скважин, бурящихся на нефть и газ.

Таблица 5 – Характеристика прибора К1А-723-М

Температура рабочей среды	До 120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры:	
диаметр	75 мм
длина электронного блока	3900 мм
длина гибкого зонда	17000 мм
Масса, не более	80 кг

Микрозондирование (МКЗ). В эксплуатационных скважинах микрозондирование выполняется при угле наклона ствола в интервале детальных исследований не более 150.

Запись будет проводится микроградиент-зондом А0,025М0,025N и микропотенциал-зондом А0,05М. Масштаб записи 2,50мм/см. Применяется аппаратура МК-ГМ.

Микробоковой метод (МБК). Масштаб записи 2,50мм/см, применяется аппаратура МК-ГМ.

Кавернометрия (КВ). Запись КВ проводится в скважинах с углами наклона ствола в интервале детальных исследований не превышающих 150. Масштаб записи 2см/см.

Прибор микрометодов и микробокового каротажа МК-ГМ (рис. 13) предназначен для измерения электрического сопротивления горных пород зондами микрокаротажа и бокового микрокаротажа, а также диаметра скважины ДС.

Применяются для исследования не обсаженных скважин диаметром от 160 до 400 мм, заполненных промывочной жидкостью на водной основе. Измерительные зонды микрокаротажа и бокового микрокаротажа размещены на двух башмачках, прижимаемых к стенке скважины управляемой рычажной системой.



Рисунок 13 – Прибор МК-ГМ

Таблица 6 – Характеристика прибора МК-ГМ

Температура рабочей среды	-10...+120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры, мм	Ø90х4650

Таблица 7 – Характеристика прибора МК-ГМ (модификация БМК-Т (высокотемпературная))

Температура рабочей среды	-10...+150 °С
Диаметр исследуемых скважин, мм	110...350
Масса прибора, не более	Ø90х4650

Радиометрические исследования включают гамма-метод (ГК), и нейтронный метод (НМ). Запись кривых ГК проводится аппаратурой СРК-73.

Аппаратура СРК-73 (рис. 14) предназначен для исследования скважин с диаметром 110-350 мм методом двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам и гамма-каротажа естественной активности горных пород. Модуль обеспечивает проведение измерений в скважинах, заполненных промывочной жидкостью на нефтяной и водяной

основе с содержанием NaCl до 300 г/л. В состав модуля входит локатор муфт, предназначенный для индикации обсадной колонны.



Рисунок 14 – Прибор СРК-73

Таблица 8 – Характеристика прибора СРК-73

Температура рабочей среды	До 120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры, мм	Ø76x3300
Масса, не более	70 кг

Акустический каротаж (АК) будет выполняться скважинным прибором акустического каротажа АК-73ПМ. Скорость регистрации примерно составит 1200-1500 м/ч.

Скважинный прибор акустического каротажа АК-73ПМ (рис. 15) предназначен для измерения параметров распространения упругих колебаний: волны по обсадной колонне, продольной и поперечной волн по породе в скважинах обсаженных и с открытым стволом, заполненных жидкостью на водяной или нефтяной основе и имеющий диаметр от 100 до 300 мм.



Рисунок 15 – Прибор АК-73ПМ

Таблица 9 – Характеристика прибора АК-73ПМ

Температура рабочей среды	-10...+120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры, мм	Ø73x4400
Масса, не более	80 кг

Инклинометрия проводится прибором ИГН-73-100/80 с шагом измерения 25 м.

Инклинометр ИГН-73-100/80 (рис. 16) является самонаводящей на географический меридиан программно-управляемой системой, предназначенной для определения траектории скважины в непрерывном автоматическом режиме в процессе измерения с регистрацией глубины скважины, азимута, зенитного угла, а также угла поворота отклонителя.

Таблица 10 – Характеристики прибора ИГН-73-100/80

Предельное гидростатическое давление	60 МПа
Температура рабочей среды	до 120°С
Габаритные размеры	Ø 73 мм * 3500 мм
Масса прибора, не более	55 кг



Рисунок 16 – Прибор ИГН-73-100/80

Для приема и обработки информационных, аналоговых и цифровых сигналов применяют геофизическую станцию КЕДР-02 (рис. 17), которые поступают по одножильному или трехжильному геофизическому кабелю от скважинной аппаратуры без наземных панелей, а также поступают от датчика глубины импульсного типа и датчиков магнитных меток глубины.

КЕДР-02 включает в себя: геофизический блок (БГФ), блок коммутации (БК), плоттер (ПЛО2), универсальный источник питания (УИП), источник бесперебойного питания (ИБП).



Рисунок 17 – Каротажная станция «Кедр-02»

5.2 Метрологические исследования

К проведению скважинных исследований допускаются только каротажные станции и скважинные приборы, прошедшие калибровку. Метрология каротажных работ осуществлялась на основе действующих ГОСТов, стандартов и иных нормативно-технических документов.

Метрологическое обеспечение ГИС включает два этапа:

а) метрологическое обеспечение средств измерений (СИ), т.е. скважинной и наземной аппаратуры, геофизических лабораторий, петрофизических приборов;

б) процесс измерения – в скважине, петрофизической лаборатории, интерпретационной партии.

Подготовка аппаратуры к эксплуатации состоит из внешнего осмотра, градуировки и поверки. Метрологическая поверка может быть выполнена только с помощью аттестованных моделей пластов или стандартных образцов.

Калибровку выполняют с использованием образцовых технических средств, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудование (раздел «методика калибровки»), в соответствии с требованиями действующих стандартов на данный тип приборов и оборудования.

Периодическая калибровка приборов в стационарных условиях должна проводиться с периодичностью, указанной в эксплуатационной документации, но не реже одного раза в квартал, при вводе в эксплуатацию и после каждого ремонта.

Периодическую калибровку выполняют с использованием калибровочных установок и оборудования, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудования [3].

Все калибровочные установки и оборудование своевременно проходит метрологическую аттестацию либо государственную проверку.

Система метрологического обеспечения ГИС (МО ГИС) является повышение эффективности геолого-геофизических работ путем улучшения точности и достоверности геофизической информации, получаемой в результате геофизических исследований в скважинах.

Основной целью МО ГИС является повышение эффективности геолого-геофизических работ путем улучшения точности и достоверности геофизической информации, получаемой в результате геофизических исследований в скважинах.

5.3 Интерпретация геофизических данных

5.3.1 Обработка данных

Первичное редактирование и контроль данных. Первичное редактирование данных выполняют непосредственно на скважине [3]. Оно включает:

– увязку электронных и магнитных меток в рабочих файлах одной спускоподъемной операции;

- увязку по глубинам данных, зарегистрированных при разных спуско-подъемах;
- совмещение точек записи разных приборов (модулей) по глубине;
- придание кривым масштабов, выраженных в физических единицах;
- формирование для каждого метода единого файла недропользователя (нескольких файлов, количество которых соответствует количеству методов, выполняемых сборкой приборов).

Получение твердой копии на скважине. Содержание твердой копии первичных данных должно полностью отражать файл недропользователя.

Для обеспечения единых форматов представления данных каротажные кривые выводят на экран монитора, рулонную бумагу шириной 22 см или на стандартные листы писчей бумаги формата А4 в треках, рекомендованных международным стандартом API.

Приемка материалов контрольно-интерпретационной службой. Результаты геофизических исследований подлежат вторичному контролю, основными целями которого являются оценка полноты выполнения заявленного комплекса исследований и возможности использования результатов измерений для качественной и количественной интерпретации. Вторичный контроль качества осуществляют при приемке интерпретационной службой геофизического предприятия первичных материалов от каротажных партий (отрядов). Регламент сдачи/приемки отчетных материалов (сроки, исполнители) определяется предприятием.

Архивация первичных материалов. Архивацию первичных материалов ГИС ведут с целью постоянного хранения первичной информации о недрах и обеспечения возможности ее последующей переобработки с использованием новых методических и программных средств и извлечения дополнительной, ранее не полученной информации.

Основные требования к архивации: полнота архивируемых материалов, исключение утраты материалов и несанкционированного доступа к ним.

Форма хранения информации — файлы и твердые копии в двух экземплярах, размещенные на разных носителях. Одна из твердых копий должна быть выполнена на непerezаписываемом носителе.

Камеральная обработка данных геофизических исследований и интерпретация результатов выполняются в нескольких этапах. После сдачи полевого материала в камеральную группу, в первую очередь результаты ГИС подлежат тщательному контролю, цель которого - выявление ошибочных и некачественных материалов и их отбраковка. Качество измерений характеризуется тремя оценками: «хорошо», «удовлетворительно», «брак».

Хорошее качество: результаты измерений полностью соответствуют требованиям настоящей «Инструкции...».

Удовлетворительное качество: результаты измерений не выходят за пределы допустимых погрешностей, но данные записаны с дефектами. К дефектам относят: отсутствие до 20% меток глубин; отсутствие в заголовке некоторых сведений; отсутствие повторных или контрольных записей, если погрешность измерений может быть оценена иным путём; отсутствие одной из калибровок, выполненных до или после исследований; небольшие разрывы в массиве данных, вызванные затяжками сборки (прибора), если они не препятствуют выдаче заключения; для данных БКЗ – отклонение показаний одного из зондов длиной более 0,6 м от кривой зондирования в пределах 20%, для зондов длиной 0,4-0,6 м – в пределах 10% (отклонение определяется при обработке данных БКЗ в пластах толщиной более 8 м); прочие недостатки и упущения, не исключающие возможности использования кривых для решения задач, поставленных перед данным видом исследования.

Брак: данные записаны с погрешностями, превышающими допустимые, или с упущениями и помехами, которые нельзя исправить при обработке, в результате чего материал не может быть использован для решения задач, поставленных перед данным методом.

Материалы с оценкой «хорошо» и «удовлетворительно» качества обрабатывают дальше – выполняют увязку по глубинам, заполняют заголовок диаграммы.

В заголовке диаграммы стандартного каротажа должны содержаться следующие общие сведения:

- а) наименование геофизического треста;
- б) название предприятия бурения;
- в) название площади, номер куста и номер скважины;
- г) вид исследования;
- д) данные о скважине: глубина забоя (м), долото (диаметр, глубина);
- е) данные о промывочной жидкости: плотность, вязкость, водоотдача;
- ж) данные о наземном и скважинном оборудовании: тип лаборатории, прибора, система регистрации;
- з) масштабы регистрации кривых и глубин;
- и) дата измерений и фамилия начальника партии.

В зависимости от решаемых задач, характера используемой при этом информации, различают следующие виды интерпретации:

Раздельная – заключается в обработке диаграмм каждого метода с целью выделения в разрезе скважин границ пластов с различной характеристикой и оценки их физических свойств.

Комплексная – заключается в совместной обработке данных разных методов с целью построения литологической колонки, выделения нефтегазонасыщенных пластов и их промышленной оценки.

Количественная – проводится с помощью теоретических кривых, таблиц, палеток для внесения поправок в результаты измерений, по которым оцениваются физические свойства пород каждого метода.

Качественная – сводится в основном к корреляции геолого-геофизических разрезов и геологическим построениям.

На современном уровне развития геофизической техники основной объём трудоёмких работ по обработке и интерпретации выполняют на ЭВМ по специальным программам такие как Prime, Techlog и др.

5.3.2 Геологическая интерпретация геофизических данных

Целью оперативной интерпретации является детальное изучение разреза конкретной скважины, выделение в продуктивной части разреза коллекторов всех типов (поровых, трещинных, каверновых, смешанных), количественное определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и оценка их продуктивности (нефте- или газонасыщенности). В процессе работы применяют петрофизическое обеспечение в той стадии готовности, которая достигнута на момент бурения скважины.

Оперативная интерпретация включает четыре этапа:

- редактирование и первичный контроль качества цифровых данных на скважине;
- интерпретацию данных промежуточных исследований;
- интерпретацию и окончательный контроль качества данных после заключительных исследований;
- подготовку промежуточных (предварительных) и окончательного оперативных заключений по результатам геофизических исследований.

Сводную интерпретацию проводят при подсчете (пересчете) запасов нефти и газа месторождения или отдельной залежи. Она включает количественные определения параметров коллекторов (эффективных толщин, коэффициентов пористости, проницаемости, нефте- и газонасыщенности, извлечения, положений межфлюидных контактов) и их

площадного распределения, что необходимо для проектирования разработки или дальнейшей (детальной) разведки месторождений. Сводную интерпретацию выполняют с использованием индивидуального для данной залежи петрофизического обеспечения [3].

5.3.2.1 Литологическое расчленение терригенного разреза

Метод ПС позволяет выделить в песчано-глинистом разрезе две группы пород. Горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой ПС показывают числом милливольт, приходящимся на отрезок 2 см. Знаки $< - >$ и $< + >$ обычно расположены так, что отклонение кривой влево означает уменьшение потенциала, вправо - его увеличение. В качестве условной нулевой линии для отсчёта значений потенциала ПС используют линию глин. Отклонение кривой ПС в точке измерения от линии глин называют амплитудой потенциала самопроизвольной поляризации.

К песчаным породам, отмечаемым отклонением кривой ПС в сторону отрицательных значений, относятся: пески, песчаники и чистые от примесей глин алевролиты. Глинистые породы - глины, глинистые сланцы и аргиллиты отмечаются положительными значениями.

Метод КС позволяет провести выделение плотных и проницаемых пластов, тем самым уточняет литологию песчано-глинистого разреза. Наиболее низкие сопротивления порядка первых ом-метров соответствуют водонасыщенным песчаникам, а при насыщении песчаных пластов нефтью или газом, их сопротивление возрастает. Плотные породы отмечаются высокими значениями сопротивления до сотен ом-метров.

Метод ИК отражает электропроводность пород, в связи с этим кривая ИК наиболее дифференцирована против пласта высокой электропроводности и сглажена против пород с низкой электропроводности. Индукционные зонды среднего размера (0,75-1 м) имеют радиус исследования, почти в 4 раза превышающий радиус обычных зондов каротажа КС, что позволяет более точно определять истинное сопротивление пород, обычно в диапазоне до 50 Ом·м.

5.3.2.2 Определение границ пластов

В *методе ПС* границы мощных пластов определяют по точкам кривой, находящихся на середине аномалии ПС. С уменьшением мощности пласта, его границы смещаются к максимуму кривой.

В методе КС на кривых, полученных последовательным градиент-зондом, границы пласта определяются:

- *пласт высокого удельного сопротивления*: кривая асимметрична относительно середины пласта, кровля – минимум ρ_k , подошва – максимум ρ_k ;
- *пласт низкого удельного сопротивления*: кривая асимметрична относительно середины пласта, кровля - максимум ρ_k , подошва - минимум ρ_k .

В методе ИК кривые против пластов ограниченной мощности симметричны относительно середины пласта. Если $h > 4$ м, границы пласта определяются по середине аномалии, где её ширина соответствует мощности пласта. Если $h < 4$ м, то ширина аномалии даёт фиктивную мощность, которая меньше истинной.

5.3.2.3 Определение фильтрационно-емкостных свойств

При оценке характера насыщения пластов, кроме результатов интерпретации, использовались керновые данные, а также данные испытаний в процессе бурения и в колонне. Основной геофизической характеристикой, используемой для выделения нефтегазонасыщенных пластов, является УЭС ($\rho_{пл}$). Методика выделения продуктивных коллекторов заключается в сопоставлении измеренных $\rho_{пл}$ с расчетными величинами УЭС пласта $\rho_{вп}$ для условий 100% насыщенности пласта водой. В качестве границы разделения коллекторов по характеру насыщения берется значение $\rho_{пл}^{гР}$. Расчетные значения $\rho_{вп}$, являются функцией от параметра пористости R_p (или относительного сопротивления), определяемого петрофизической зависимостью $K_p = f(R_p)$ для изучаемого пласта.

Пористость коллекторов (K_p) определялась по данным ПС. При определении пористости юрских коллекторов использовались петрофизические зависимости для одноименных пластов месторождения, для коллекторов нижнемеловых отложений – обобщенные петрофизические зависимости для месторождений Томской области.

Коэффициент проницаемости ($K_{пр}$) рассчитывался также по соответствующим каждому типу отложений петрофизическим зависимостям для одноименных пластов Герасимовского месторождения, для коллекторов нижнемеловых отложений – обобщенные петрофизические зависимости для месторождений Томской области

Коэффициент нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) определялся по стандартной для Западной Сибири методике, использующей параметры пористости и насыщения. Используемая методика определения $K_{нг}$ включает, последовательно, определение следующих параметров: удельного электрического сопротивления пород ($\rho_{пл}$); параметра

пористости R_p ; удельного электрического сопротивления полностью водонасыщенной породы $r_{вп}$, исходя из данных об удельном электрическом сопротивлении пластовой воды r_v ; параметра насыщения R_n ; коэффициента водонасыщенности K_v и коэффициента нефтегазонасыщенности $K_{нг}$.

Аналогично определению коэффициентов пористости и проницаемости, оценка $K_{нг}$ проводилась по петрофизическим зависимостям для юрских одноименных пластов Герасимовского месторождения, для коллекторов нижнемеловых отложений – обобщенные петрофизические зависимости для месторождений Томской области.

При расчетах всех геофизических параметров, характеризующих ФЕС коллекторов, учитывались термобарические условия их залегания. Данные о пластовых температурах, давлениях, а также минерализации пластовой воды взяты из результатов испытаний и анализа пластовых флюидов с учетом обобщенных данных для месторождений Томской области.

6 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ ТОГУРСКОЙ СВИТЫ В СКВАЖИНАХ БАКЧАРСКОЙ МЕЗОВПАДИНЫ

В южной части Томской области расположена крупная депрессионная зона - Бакчарская впадина. Необходимо отметить, что ранее месторождения УВ были открыты и в Нюрольской и в Усть-Тымской мегавпадинах. К тому же, нефтяные и газовые залежи открыты на Верхнекомбарской, Селимхановской и других площадях в непосредственной близости от Бакчарской депрессии. Это указывает на перспективность этих земель в отношении нефтегазоносности. Углеводороды аккумулируются в ловушках на бортах впадины. Наличие таких ловушек установлено в Бакчарской впадине геофизическими исследованиями.

В разрезах скважин на Крыловской, Западно-Крыловской, Бакчарской структурах распространены континентальные марьяновские верхнеюрские отложения (временной аналог баженовской нефтематеринской свиты) (рис.18).

Формируясь в континентальных условиях, марьяновские породы теряют свой генерационный УВ потенциал. Как видно на рисунке 19, $C_{орг}$ на территории исследования составляет 5-3 %, уменьшаясь в юго-восточном направлении.

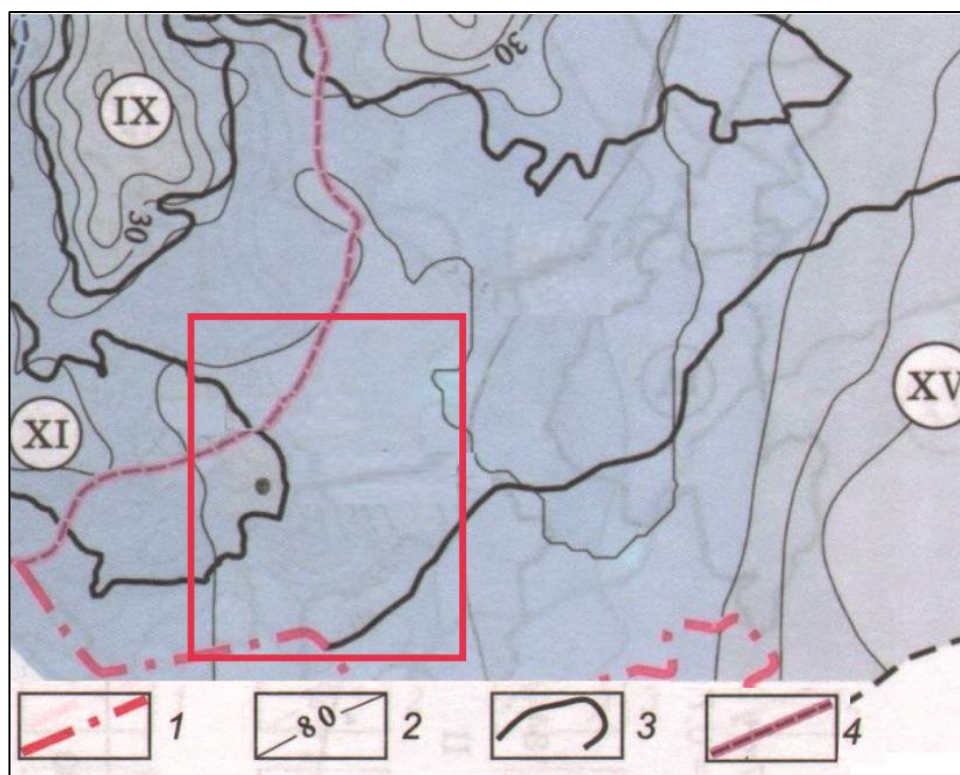


Рисунок 18 – Фрагмент карты распространения баженовской свиты [2]: 1 – граница Томской области; 2 – изопакиты волжских отложений; 3 – контуры крупных положительных структур; 4 – западная граница марьяновской свиты

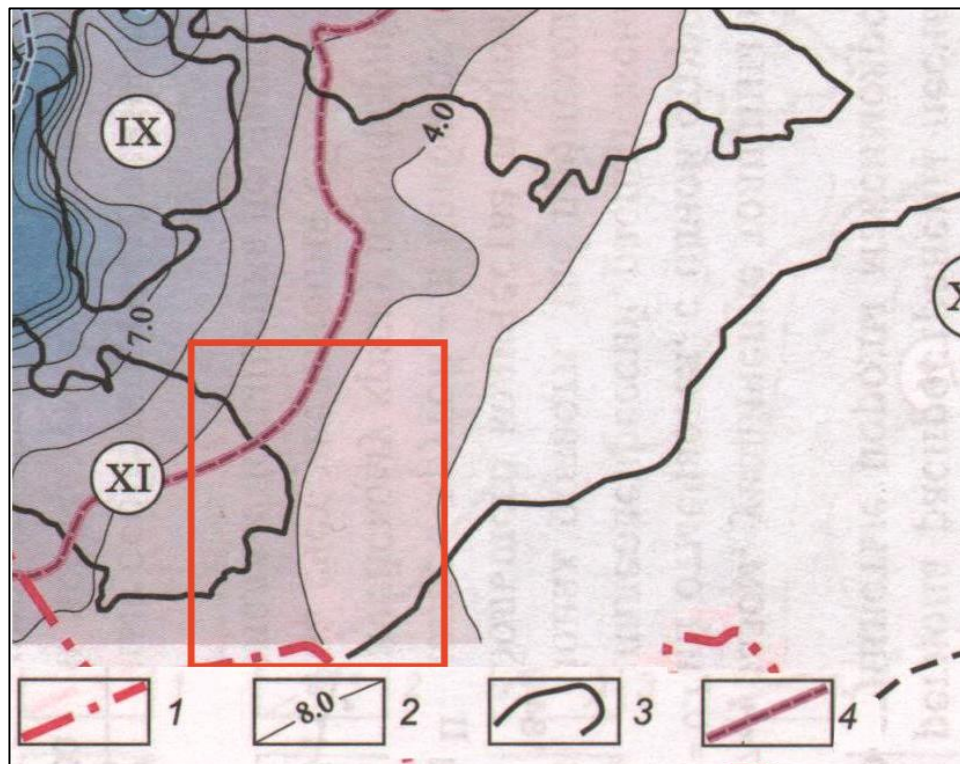


Рисунок 19 – Фрагмент карты содержания органического вещества в баженовской свите [2]: 1 – граница Томской области; 2 – изолиния $S_{орг}$, %; 3 – контуры крупных положительных структур; 4 – западная граница марьяновской свиты. Красным контуром отмечена территория исследования

Поэтому основной интерес представляют нижнеюрский и доюрский НГК, для которых нефтематеринской толщей являются тогурские отложения (рис. 20), имеющие распространение в наиболее прогнутых участках территории исследования.

Бурение первых скважин Парбигской 1 и Северокрыловской 431 подтвердили такие предположения. В них обнаружены нефтепроявления в нижнеюрских и палеозойских отложениях. Парбигское месторождение нефти приурочено к нижнеюрскому пласту Ю₁₅.

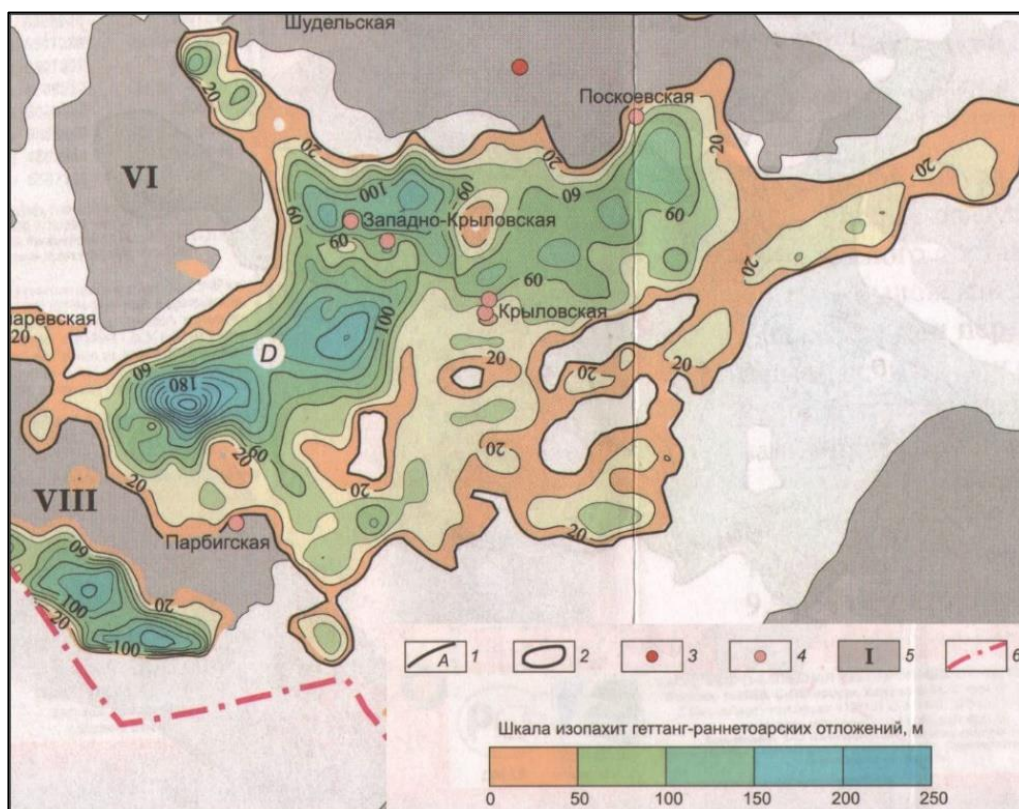


Рисунок 20 – Структурная карта по кровле тогурской свиты [2]: 1 – контур геттанг-раннетоарских бассейнов седиментации; 2 – локальные зоны отсутствия тогурских отложений; 3 – скважины, вскрывшие граниты и кислые эффузивы; 5 – граница Томской области

Степень реализации генерационного потенциала нефтематеринских отложений, которая определяется их термической историей, определяет перспективы всех этих объектов.

6.1 Критерии выделения перспективных участков нефтегазоносности

В настоящее время основной интерес представляет доюрский комплекс, залежи в котором отнесены к категории трудноизвлекаемых (ТриЗ). Наряду с Нюрольской мегавпадиной, являющейся привлекательной территорией для изучения доюрских отложений [49], Бакчарская впадина тоже может быть отнесена к таким землям. Выделение

нефтеперспективных объектов в доюрском основании по предложению [8, 9], определяется на основе следующих критериев.

Первым критерием перспективности являются участки разрабатываемых, разведываемых месторождений или опойскованных объектов с залежами углеводородов в ниже-, среднеюрских НГК.

Вторым критерием перспективности для поисков УВ являются наличие на участках потенциально потенциально нефтематеринских нижеюрских (тогурских) отложений [9].

Третьим критерием перспективности для поисков являются участки, на которых установлено развитие коллекторов (резервуаров) в доюрском основании. Степень перспективности участков определяется наличием признаков присутствия углеводородов при отборе керн (запах нефти, газа и конденсата, наличие битумоидов и сажистых примазок), испытанию пластов (получение притока нефти, газа и конденсата или пленки нефти) и геоплотностному моделированию (данные сейсморазведки и гравиразведки).

К косвенным способам относятся палеотектонические и полеотемпературные реконструкции [9].

6.2 Методика исследования

Бассейновое моделирование проводится многими исследователями, как в России, так и за рубежом. При этом применяются такие известные программы, как ГАЛО, PetroMod, TemisFlow, Petrel. В настоящих исследованиях применяется отечественный программный пакет «ТерлоDialog» [12, 16], который не уступает известным вышеперечисленным разработкам, а по некоторым параметрам и превосходит их. При проведении палеотемпературного моделирования, сопряженного с палеотектоническими реконструкциями, учитываются изменения температуры на поверхности Земли в геологическом прошлом (климат) [17]. При этом, нет необходимости устанавливать источники глубинного теплового потока. Значение этого параметра, полученного решением обратной задачи геотермии, используется для расчета палеотемператур на все значимые времена с оговоркой его квазипостоянства [13] на протяжении всего геологического времени формирования осадочного чехла.

Моделирование проводится в несколько итераций с различным сочетанием используемых температур. Правомерность использования различных сочетаний имеющихся температур была установлена в ранее проведенных исследованиях с участием автора [50].

Для решения обратной задачи геотермии, используются значимые замеры пластовых температур, измеренные при существенном притоке флюида в скважину, когда забойная температура приближается к значению пластовой. Палеотемпературы, рассчитанная по отражательной способности витринита (R_{vt}^o) пересчитанных из ОСВ по методике [15], используются в качестве «измеренных» с указанием времени абсолютного максимума палеотемпературы [11]. Установлено [14], что для района, в котором расположены моделируемые скважины, максимальный прогрев нефтематеринской свиты наступил 24 млн. лет назад. Геотемпературы, снятые с каротажных диаграмм метода ОГГ, проходят тщательный анализ и отбраковку [20] и снимаются только в интервалах монотонного характера кривой.

Для всех скважин создаются петрофизические модели, учитывающие литологию, мощность свит, время их накопления и их теплофизические свойства (табл. 11).

Таблица 11 – Пример параметризации осадочной толщи скважины Крыловская 1

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность, м*	Возраст, млн л **	Время накопления, млн.лет	Плотность ***, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуро проводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Четвертичные Q	13	1,64–0	1,64	2,02	1,27	6,5e–007	1,1e–006
Плиоценовые N_2	1	1,64–4,71	3,07	–	–	–	–
Миоценовые N_1	1	4,71–24,0	19,29	–	–	–	–
Некрасовская $nk Pg_3$	84	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Чеганская $hg Pg_{3-2}$	30	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Люлинворская $ll Pg_2$	50	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Талицкая $tl Pg_1$	20	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Ганькинская $gn-Pg_{1-K_2}$	9	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e–007	1,25e–006
Славгородская $sl K_2$	34	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e–007	1,25e–006
Ипатовская $ip K_2$	286	86,5–89,8	3,3	–	–	–	–
Кузнецовская $kz K_2$	43	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e–007	1,25e–006
Покурская $pk K_{1-2}$	729	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e–007	1,25e–006
Алымская $a_2 K_1$	1	114,1–116,3	2,2	2,39	1,6	8e–007	1,25e–006
Алымская $a_1 K_1$	1	116,3–120,2	3,9	2,39	1,6	8e–007	1,25e–006
Киялинская $kls K_1$	782	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e–007	1,25e–006
Тарская $tr K_1$	96	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e–007	1,25e–006
Куломзинская $klm K_1$	125	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e–007	1,25e–006
Баженовская $bg J_3$	71	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	8e–007	1,3e–006
Георгиевская $gr J_3$	1	151,2–156,6	5,4	2,42	1,62	8e–007	1,3e–006
Васюганская $vs J_3$	100	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e–007	1,3e–006
Тюменская $tm J_{1-2}$	383	162,9–200,8	37,9	2,46	1,64	8e–007	1,3e–006
Тогурская $tg J_1$	23	200,8–203,9	3,1	2,46	1,64	8e–007	1,3e–006
Урманская $ur J_1$	6	203,9–208,0	4,1	2,46	1,64	8e–007	1,3e–006

Примечание: * – Данные литолого-стратиграфических разбровок глубоких скважин из каталога литолого-стратиграфических разбровок скважин [10].

** – В качестве основы использована Шкала геологического времени [11].

*** – Литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по [21].

6.3 Исходные данные

Исходными данными для определения плотности теплового потока являются 27 представительных глубоких скважин, расположенных в Бакcharской мезовпадине и структурах ее обрамления в южной части Западно-Сибирской плиты (табл.12).

Таблица 12 – Наличие исходных температур, используемых для решения обратной задачи

№ п\п	Площадь, скважина и индекс на карте	Наличие температур		
		Пластовая*	По ОГТ*	По ОСВ**
1	2	3	4	5
1	Горелоярская 1, ГЯ1	+	+	+
2	Горелоярская 4, ГЯ4	+	-	-
3	Горелоярская 5, ГЯ5	-	-	+
4	Чинжарская 2, Чи2	+	+	-
5	Чинжарская 1, Чи1	-	-	+
6	Крыловская 2, Кр2	+	+	+
7	Крыловская 1, Кр1	+	-	+
8	Западно-Крыловская 1, ЗК2	-	-	+
9	Колпашевская 7, Кол7	+	-	-
10	Колпашевская 2 опорная, Кол2о	-	-	+
11	Колпашевская 3, Кол3	+	+	-
12	Песочно-Дубовская 2, ПД2	-	+	-
13	Селимхановская 2, Се2	+	-	-
14	Селимхановская 4, Се4	-	-	+
15	Селимхановская 5, Се5	+	-	-
16	Армичская 1, Ар1	-	-	+
17	Боровая 1, Бо1	+	-	-
18	Мирная 415, Ми415	+	-	-
19	Мирная 416., Ми416	-	-	+
20	Овражная 16, Овр16	+	-	-
21	Верхнекомбарская 294, Вк294	-	+	+
22	Верхнекомбарская 290, Вк290	+	-	+
23	Боровая 1, Бо1	+	-	-
24	Новиковская 1 опорная, Нов1о	+	-	-
25	Чарусная 190, Чар190	+	-	-
26	Парбигская 1, Пар1	+	-	-
27	Парбигская 2, Пар2	+	-	-

Примечание:

* – пластовые температуры, изученные и сведенные из первичных «дел скважин», и геотемпературы, снятые с коротажных диаграмм ОГТ, представлены Томским филиалом ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»;

** – ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

6.4 Результаты исследования.

6.4.1 Решение обратной задачи и построение карты теплового потока

Критерием достоверности результатов моделирования является сходимость («невязка») наблюдаемых и расчетных температур. Критерий выполняется, если «невязка» не превышает 5 °С. Тепловой поток, рассчитанный по ОСВ и пластовой температуре на скважине Крыловская 1, следует исключить из рассмотрения, поскольку он не проходил по критерию «невязки» (табл. 13). Так как пластовая температура, полученная при испытании пластов на глубине 2961 м, которая вероятнее всего, не может составлять 90 °С, так как при среднем градиенте для этой территории 3,3 °С, она должна быть не менее 97 °С. Скорее всего такое значение не соответствует действительности и является ошибочным из-за неисправности прибора [52]. В таблице 13 приводятся результаты определения плотности теплового потока на примере скважин Крыловская 1 и 2.

Таблица 13 – Результаты определения плотности теплового потока

Глубина отбора образца, м	Время время измерения геотемпературы, млн. лет назад	Наблюденная температура, °С	Расчетная температура, °С	Сходимость температур («невязка»)	Тепловой поток, мВт
Скважина Крыловская 1					
Решение обратной задачи по ОСВ+пластовая, вариант 1					
2743	24	114	109	-5	50
2805	24	115	111	-4	
2961	0	90	98	+8	
Решение обратной задачи по ОСВ, вариант 2					
2743	24	114	113,5	-0,5	52
2805	24	115	115,5	+0,5	
Скважина Крыловская 2					
Решение обратной задачи по ОГГ+ОСВ+пластовая, вариант 1					
2485	24	111	108	-3	54
2488	24	106	108	+2	
2501	24	106	108	+2	
2527	0	95	92	-3	
2294	0	81	84	+3	
2398	0	87	87	0	
2436	0	89	89	0	

Таким образом, был рассчитан тепловой поток для 27 моделируемых скважин. Для построения карты теплового потока были использованы дополнительные значения теплового потока по 5 скважинам Селимхановской и Мирной структур, заимствованные из работы коллег [22].

Таблица 14 – Расчетные значения теплового потока

№ п/п	Площадь, скважина и индекс на карте	Расчетное значение теплового потока из основания, мВт/м ²
1	2	3
1	Горелоярская 1, ГЯ1	55
2	Горелоярская 4, ГЯ4	52
3	Горелоярская 5, ГЯ5	58
4	Чинжарская 2, Чи2	50
5	Чинжарская 1, Чи1	58
6	Крыловская 2, Кр2	54
7	Крыловская 1, Кр1	52
8	Западно-Крыловская 1, ЗК2	52
9	Колпашевская 7, Кол7	50
10	Колпашевская 2 опорная, Кол2о	69
11	Колпашевская 3, Кол3	52
12	Песочно-Дубовская 2, ПД2	53
13	Селимхановская 2, Се2	57
14	Селимхановская 4, Се4	51
15	Селимхановская 5, Се5	59
16	Армичская 1, Ар1	61
17	Боровая 1, Бо1	60
18	Мирная 415, Ми415	62
19	Мирная 416, Ми416	47
20	Овражная 16, Овр16	53
21	Верхнекомбарская 294, Вк294	57
22	Верхнекомбарская 290, Вк290	61
23	Боровая 1, Бо1	60
24	Новиковская 1 опорная, Нов1о	46
25	Чарусная 190, Чар190	43
26	Парбигская 1, Пар1	55
27	Парбигская 2, Пар2	62
28	Рыбальная 405, Ры405	62
29	Рыбальная 406, Ры406	61
30	Рыбальная 408, Ры408	64

На построенной карте теплового потока (рис. 21), наибольшие значения отмечаются в западной и северо-восточной частях района исследований.

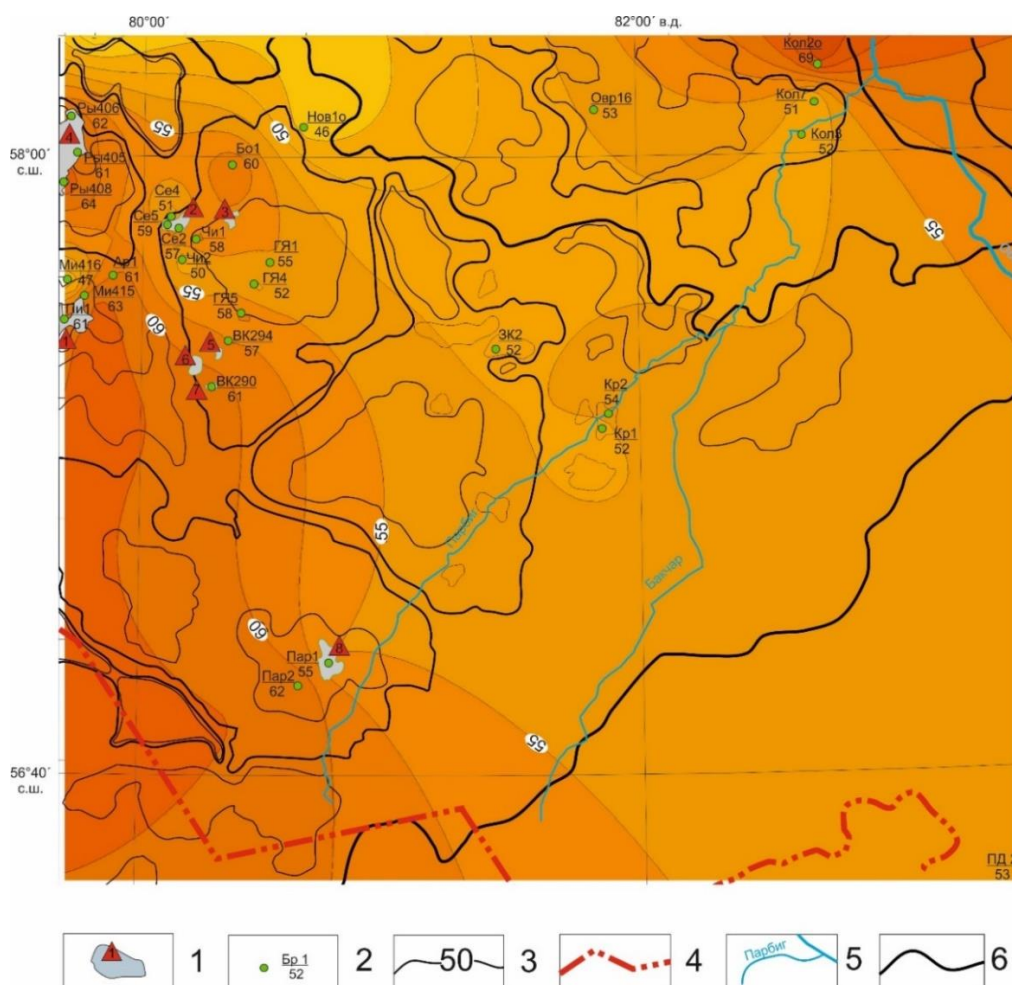


Рисунок 21 – Карта плотности теплового потока юго-восточной части Томской области: 1 – месторождения углеводородов: 1 – Пинджинское, 2 – Селимхановское, 3 – Ондатровое, 4 – Рыбальной, 5 – Восточно-Верхнекомбарское, 6 – Сатпаевское, 7 – Венрхнекомбарское, 8 – Парбигское, 2 – моделируемая скважина: в числителе индекс скважины, в знаменателе расчетное значение теплового потока (q), мВт/м^2 , 3 – изолинии q , 4 – административная граница Томской области, 5 – речная сеть; 6 – тектонические структуры

В западной аномалии тепловой поток колеблется от 55 (ГЯ1) до 64 мВт/м^2 (Ры408). В северо-восточной аномалии максимальные значения теплового потока достигают до 69 мВт/м^2 (Кол2о).

Скважины с минимальные значения теплового потока распространены в северо-западной части территории исследований и изменяются от 43 (Чар190) до 46 мВт/м^2 (Нов1о).

В центральной части тепловое поле однородное и его плотность колеблется от 52 до 54 мВт/м^2 .

Стоит отметить, что нефтяные месторождения приурочены к зонам максимальной плотности теплового потока, в северной части, где тепловой поток имеет наименьшие значения, нет открытых месторождений нефти и газа [51].

6.4.2 Решение прямой задачи

После того как определили плотность теплового потока из основания разреза [51], решением прямой задачи геотермии, восстанавливаем термическую историю для нефтепроизводящей толщи [52, 53].

Палеотемпературное моделирование показало, что максимальный прогрев тогурской свиты проявляется в два временных интервала (табл. 15). Один из них падает на время 61,7 млн лет назад (ганькинское время), когда температура на поверхности достигала максимального значения (22 °C). В это время материнская толща максимально прогревается в 2 Западно-Крыловской скважине (до 124 °C).

В разрезах скважин Крыловская 1 и Крыловская 2 максимальный прогрев наступил 24 млн. лет назад (покурское время).

Таблица 15 – Пример расчетной палеотемпературы для тогурской свиты в скважинах Западно-Крыловская-2, Крыловская-1 и Крыловская-2

Время, млн. лет назад	"Местный" вековой ход температур на поверхность и Земли, °C [7]	Глубина положения тогурской свиты, м	Геотемпература тогурской свиты на скважине Крыловская-1, °C	Глубина положения тогурской свиты, м	Геотемпература тогурской свиты на скважине Крыловская-2, °C	Глубина положения тогурской свиты, м	Геотемпература тогурской свиты на скважине Западно-Крыловская-2, °C
1	2	3	4	5	6	7	8
0	0	2875	100	2916	104	3100	106
1.64	1	2862	102	2903	107	3066	108
4.71	3	2861	104	2902	109	3065	110
24	16	2860	117	2901	122	3064	123
32.3	16	2776	113	2817	118	3054	122
41.7	12	2746	108	2787	112	3024	117
54.8	19	2696	114	2737	118	2974	122
61.7	22	2676	115	2717	120	2954	124
73.2	16	2667	109	2672	112	2944	118
86.5	22	2633	113	2632	115	2914	122
89.8	22	2347	103	2352	105	2634	112
91.6	22	2304	99	2316	101	2594	108
114.1	21	1575	73	1619	76	1740	78

До настоящего времени тогурская свита находится в «нефтяном окне».

На следующем этапе, по полученным значениям палеотемператур в разрезах 30 моделируемых скважин (табл. 16), построены схемы геотемпературного режима для настоящего времени и для времени соответствующему максимальному прогреву (24 млн. лет назад) для основных стратиграфических уровней разреза: основания осадочного чехла, кровли тогурских отложений и кровли юры (рис. 22).

Таблица 16 – Сводная таблица результатов палеотемпературного моделирования по Бакчарскому участку

№ п/п	Площадь, скважина и индекс на карте	Современная температура в основании осадочного разреза, град. С	Максимальная палеотемпература в основании осадочного разреза, град. С	Современная температура в кровле юрских отложений, град. С	Максимальная палеотемпература в кровле юрских отложений, град. С	Современная температура в кровле тогурских отложений, град. С	Максимальная палеотемпература в кровле тогурских отложений, град. С
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Армичская 1	118	132	101	115	116	130
2	Боровая 1	97	113	90	106	-	-
3	Верхнекомбарская 290	114	125	99	110	112	124
4	Верхнекомбарская 294	105	118	92	104	103	116
5	Горелоярская 1(Ср-Парабельская)	89	105	81	98	-	-
6	Горелоярская 4	88	105	80	97	-	-
7	Горелоярская 5	99	116	90	106	-	-
8	Западно-Крыловская 1	107	123	87	104	105	122
9	Колпашевская 2 опорная	130	148	107	126	128	146
10	Колпашевская 3	95	113	79	96	94	112
11	Колпашевская 7	92	109	77	94	90	107
12	Крыловская 1	101	118	82	99	99	116
13	Крыловская 2	105	122	86	103	103	121
14	Мирная 415*	113	130	106	120	-	-
15	Мирная 416*	84	101	80	97	-	-
16	Новиковская 1 опорная	88	105	77	94	-	-
17	Овражная 16	93	109	82	99	-	-
18	Парбигская 1	100	115	82	97	98	114
19	Парбигская 2	107	123	92	107	105	121
20	Песочно-Дубровская 2	34	48	32	47	-	-
21	Пинджинская 1	118	135	103	120	116	134
22	Рыбальная 405*	107	123	98	114	-	-
23	Рыбальная 406*	107	122	101	115	-	-
24	Рыбальная 408*	112	127	103	119	-	-
25	Селимхановская 2*	93	108	86	100	-	-
26	Селимхановская 4*	89	104	79	94	-	-
27	Селимхановская 5*	98	112	90	104	-	-
28	Чарусная 190	88	103	75	90	-	-
29	Чинжарская 1	92	109	85	102	-	-
30	Чинжарская 2	83	99	75	92		

На построенных схемах видно, что современные геотемпературы и палеотемпературы, полученные в период максимального прогрева разреза (24 млн. лет назад), на всех трех стратиграфических уровнях разреза имеют максимальные аномалии в западной и северо-восточной частях района исследования. Минимальные аномалии наблюдаются в северо-западной и юго-восточной частях.

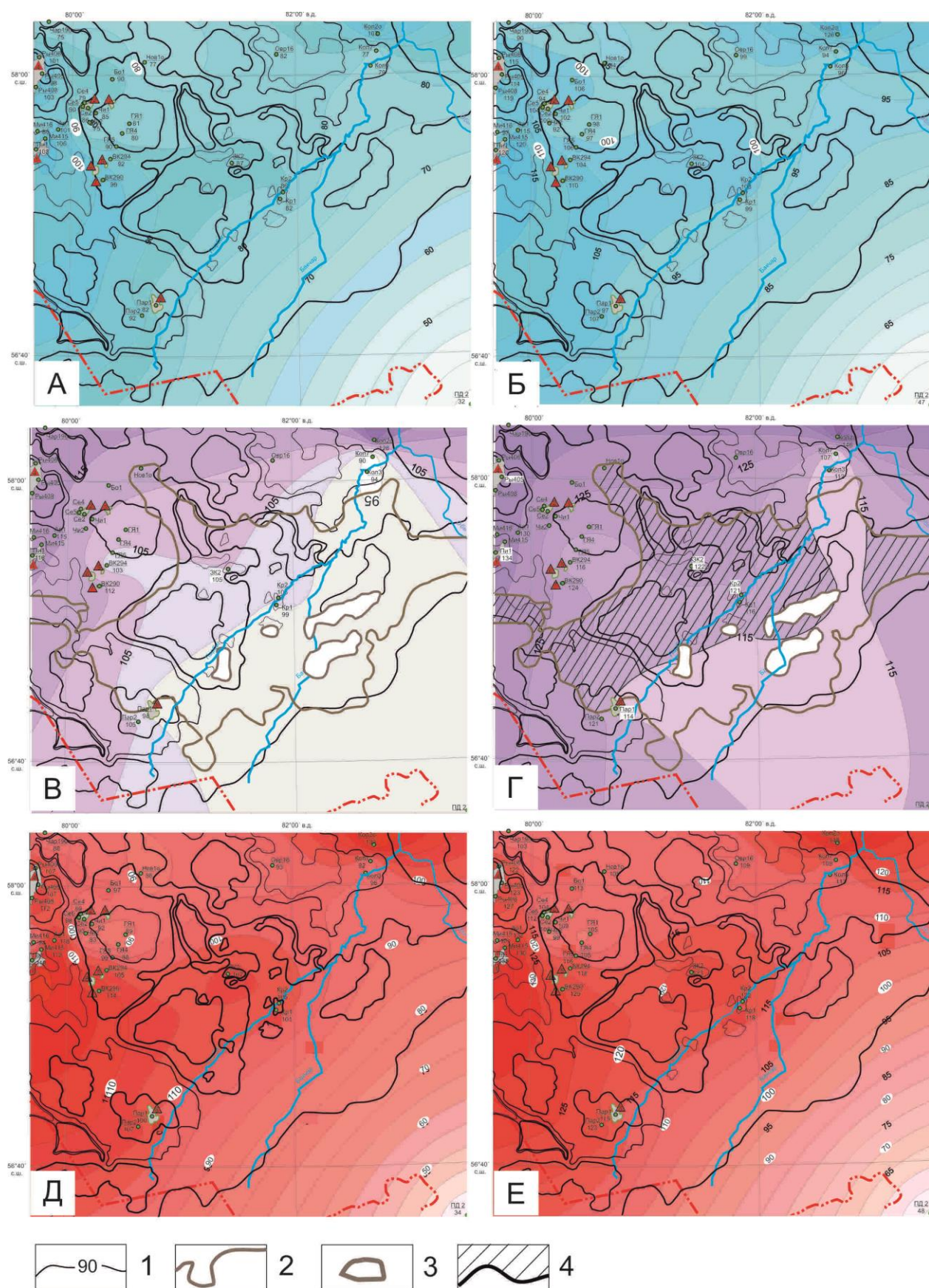


Рисунок 22 – Схема палеотемпературного моделирования юго-восточной части Томской области в современном разрезе (А, В, Д) и 24 млн лет назад (Б, Г, Е): 1 – геотермы; 2 – граница распространения тогурской свиты, 3 – зона отсутствия тогурской свиты; 4 – перспективные участки. Остальные условные обозначения на рисунке 21

По результатам палеотемпературного моделирования для современного разреза и для времени максимального прогрева нефтематеринской толщи предварительно можно выделить наиболее перспективные участки для постановки поисковых работ в пределах зоны распространения тогурской свиты.

Палеотемпературное моделирование показало, что РОВ тогурской свиты находится в главной зоне нефтеобразования до сегодняшнего дня. Очаг генерации на время 24 млн. лет назад занимает практически всю Бакчарскую мезовпадину. В современном разрезе он несколько сокращается и юго-восточный борт уходит из зоны «нефтяного окна». Проектируемая скважина на Южно-Крыловской структуре расположена на перспективных землях для проведения поисков залежей ТРиЗ.

Выводы.

Применение бассейнового моделирования позволяет определить преспективные земли для поисков залежей в глубокопогруженных НГК. Это направление является в настоящее время наиболее актуальным и востребованным. На поисковом этапе следует проектировать высокоразрешающие методы сейсморазведки и гравirazведки для картирования зон разуплотнения, сопоставляемые с коллекторами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломный проект выполнен на основании изучения геолого-геофизической характеристики объекта исследования и анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.

Проведен анализ геофизических работ прошлых лет на Крыловской структуре Бакчарской мезовпадины. На основании проведенного анализа построена физико-геологическая модель проектируемой поисковой скважины и предложен комплекс геофизических исследований для решения поставленных геологических задач. Подробно рассмотрена методика проектируемых работ и характеристика аппаратуры, которой проводится запланированный комплекс геофизических исследований. Рассмотрены камеральные работы, обработка данных результатов ГИС. Рассмотрена метрологическое обеспечение измерений и предложены специальные центры для проведения калибровка геофизического оборудования.

Специальная часть является научными исследованиями, проводимыми в течение всего обучения, и посвящена бассейновому моделированию. Проведение палеотемпературного моделирования позволило восстановить термическую историю тогурской свиты в скважинах Бакчарской мезовпадины. Построены схематические карты теплового потока и распределения максимальных палеотемператур на различные стратиграфические уровни и в современном разрезе. Результатом работы явилось выделение наиболее перспективных участков для постановки поисковых работ на трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ) и заложение проектной скважины в этом районе.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, рассчитана проектно-сметная стоимость работ, которая составила 349797.92 рублей. Определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ вредных и опасных производственных факторов и даны рекомендации по снижению влияния вредных и опасных факторов на человека, предложены мероприятия по охране окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Лобова Г. А. Районирование перспектив нефтегазоносности доюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины (по данным палеотемпературного моделирования и бурения) / Г. А. Лобова, Т. Е. Лунёва, **М. С. Кириллина** // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 3. – С. 123-133.
2. Степанова С.С., Кириллина М.С., Плотникова Е.С., Сибгатуллин М.Н. Изучение нефтегазоносности континентальных и шельфовых территорий Арктики по данным геотермии // Творчество юных – шаг в успешное будущее: Материалы IX Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 613 с.
3. С.С. Степанова. Карта глубинного теплового потока нефтепромысловых районов Томской области / С. С. Степанова, **М. С. Кириллина**, А. С. Меренкова; науч. рук. Г. А. Лобова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 1. — С. 407-408
4. Меренкова А.С. Тепловое поле и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири / А.С. Меренкова, З.К. Карбосова, **М.С. Кириллина**, А.Н. Михеев // Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых «ТРОФИМУКОВСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2019», Новосибирск. – 2019. – (в печати)
5. Кириллина М.С. Моделирование термической истории нефтематеринской свиты в разрезах глубоких скважин (на примере Парабельского мегавыступа) / М.С. Кириллина, Г.А. Лобова // Арктика. XXI век. Гуманитарные науки. – 2017. – № 4(14) . – с. 60-70.
6. Кириллина М.С. Моделирование термической истории баженовской свиты в скважинах Парабельского мегавыступа // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. В 2-х томах. Томский

политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – Т. 1 – С.402-404.

7. Исаев В.И. Тепловой поток и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, **Кириллина М.С.**, Меренкова А.С. // Вестник Российской академии естественных наук (Западно-Сибирское отделение) – 2018. – вып. 21. – С. 9-15.

8. Лунёва Т.Е. Прогнозирование нефтегазоносности доюрского комплекса на основе палеотемпературного моделирования тогурской свиты (Колтогорский мезопрогиб) / Т.Е. Лунёва, **М.С. Кириллина**, А.С. Меренкова // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. Молодых ученых и студентов, посв. 85-летию акад. А. Э. Конторовича / Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. — С. 84-87.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература:

1. Сурков В. С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры ЗападноСибирской плиты (под ред. В.С. Суркова). – М.: Недра, 1986. – 149с.
2. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск.: Изд-во СО РАН, Филиал "ГЕО", 2002. – 237 с.
3. РД 153-39.0-072-01 от 7 мая 2001 г. №134 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», утвержденный Минэнерго России. – М.: 2001.- 135 С.
4. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин: учебное пособие - 2-е изд., перераб. - Москва: Альянс, 2015. – 432 с.
5. Лукьянов Э.Е, Стрельченко В.А. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. Издательство "Нефть и газ" - Москва, 1997. – 688 с.
6. Мартынов В. Г. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под общ. ред. В. Г. Мартынова, Н. Е. Лузуткиной, М. С. Хохловой. – М.: Инфра-инженерия, 2009. - 960 с.
7. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
8. Исаев Г.Д., Столбова Н.Ф., Киселев Ю.В. Критерии нефтегазоносности отложений палеозоя юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2001. – Т. 304. – №1. – С. 49-56.
9. Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В. и др. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 111 с.
10. Волков В.И. Создание систематизированной оперативной геолого-геофизической информации для обеспечения тематических и научно-исследовательских работ на территории Томской области. – Томск: ОАО «Томскнефтегазгеология», 2000. – 199 с.
11. Харленд У.Б., Кокс А.В., Ллевеллин П.Г., Пиктон К.А.Г., Смит А.Г., Уолтерс Р. Шкала геологического времени. – М.: Мир, 1985. – 140 с.

12. Исаев В.И. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов / В.И. Исаев, Р.Ю. Гуленок, О.В. Веселов, А.В. Бычков, Ю.Г. Соловейчик, М.Э. Рояк // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48 – 54.
13. Курчиков А.Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий – М.: Недра, 1987. – 134 с.
14. Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Фомин А.Н. (2016). Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории баженовской и тогурской свит юго-востока Западной Сибири. Геофизический журнал, 38(4), с. 3–25.
15. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
16. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
17. Искоркина А.А., Прохорова П.Н., Стоцкий В.В., Фомин А.Н. Реконструкции геотермического режима нефтематеринской Китебютской свиты арктического региона Западной Сибири с учетом влияния палеоклиматических факторов» принята к печати и будет опубликована в журнале // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 2. – С. 49-65.
18. Лобова Г.А. Очаги генерации и первично-аккумуляированные ресурсы баженовских нефтей Усть-Тымской мегавпадины // Известия Томского политехнического университета. Науки о Земле. – 2012. – Т. 321. - № 1 – С. 122-128.
19. Лобова Г.А. Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей промысловых районов Томской области // Геофизика. – 2012. – № 6. – С. 35– 41.
20. Зуй В.И. Тепловое поле платформенного чехла Беларуси. – Минск: Экономпресс, 2013. – 260 с.
21. Богачев С.Ф. Гравиразведка в комплексе с геологическим и сейсмическим исследованием Нюрольского прогиба в связи с поисками нефти и газа в палеозойских отложениях. Дис. ... канд. геол.-мин. наук. Томск:ТПИ. 1987. С. 225.
22. Галиева М.Ф., Крутенко Д.С., Герасимов Е.А., Меренкова А.С., Карбосова З.К. Моделирование глубинного теплового потока Останинской группы месторождений // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. В 2-х томах. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – в печати

23. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 147.
24. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 168.1.
25. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 221.
26. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защиты. М.: Стандартформ. – 2006. – 10 с.
27. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация Текст. – Введ. 1976 - 01 - 01. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1975. – 8 с.
28. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.: – 2014. – 27 с.
29. СП.52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
30. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
31. СанПин 2.2.4/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
32. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: 2009. – 28 с.
33. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. М.: 2007. – 10 с.
34. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.- М.: 1999. – 67с.
35. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 448 с.
36. ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление. М.: 2001. – 10 с.
37. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – М.: ИПК Издательство стандартов. М.: 1983. – 75 с.
38. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России. 2001. – 20 с.
39. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Об охране окружающей среды" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016).

40. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. М.: 2003. – 763 с.

41. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. М.: 1996. – 126 с.

Фондовая литература:

42. Департамент по недропользованию по Центрально-Сибирскому округу (ЦЕНТРСИБНЕДРА). Отдел геологии и лицензирования по Томской области (ТомскНедра). Карта размещения геологоразведочных работ на территории Томской области к программе 2014-2020 гг. (углеводородное сырье). Масштаб 1 : 1 000 000.

43. Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности вдоль существующих и проектируемых нефти -и газопроводов на юго-востоке западной и юго-восточной Сибири. Отчет о проведенных исследований по заказу Японской Ассоциации технического содействия. Институт геологии и нефти и газа РАН СО: Новосибирск, 2001. – 177 с.

44. Силкина Г.А. Переинтерпретация данных ГИС по объекту №15 «Проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2Д в пределах Бакчарской впадины, обоснование и подготовка моделей залежей юрских отложений депрессионных зон юго-востока Западной Сибири на её примере, с целью расширения ресурсной базы углеводородов на юго- востоке Западно-Сибирской плиты (Томская область)». Томск, 2014. – 48 с.

45. Дела скважины 1 Крыловской площади. Томский филиал ФГУ «ТФГИ по СФО».

46. Дела скважины 2 Крыловской площади. Томский филиал ФГУ «ТФГИ по СФО».

Электронный ресурс:

47. Административная карта Томской области, 1997 г. [Электронный ресурс] – http://www.etomesto.ru/img_map.php?id=1519 (дата обращения 18.03.2019)

48. Физическая карта, Атлас СССР, 1983 г. [Электронный ресурс] – <https://yadi.sk/a/W78xGavH3W2ggE/5afc7d412f324ec369ad8c5d> (дата обращения 18.03.2018).

Работы автора:

49. Лобова Г. А. Районирование перспектив нефтегазоносности доюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины (по данным палеотемпературного моделирования и бурения) / Г. А. Лобова, Т. Е. Лунёва, М. С. Кириллина // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 3. – С. 123-133.

50. С.С. Степанова. Карта глубинного теплового потока нефтепромысловых районов Томской области / С. С. Степанова, **М. С. Кириллина**, А. С. Меренкова; науч. рук. Г. А. Лобова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 1. — С. 407-408

51. Меренкова А.С. Тепловое поле и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири / А.С. Меренкова, З.К. Карбосова, **М.С. Кириллина**, А.Н. Михеев // Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых «ТРОФИМУКОВСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2019», Новосибирск. – 2019. – (в печати)

52. Кириллина М.С. Моделирование термической истории нефтематеринской свиты в разрезах глубоких скважин (на примере Парабельского мегавыступа) / М.С. Кириллина, Г.А. Лобова // Арктика. XXI век. Гуманитарные науки. – 2017. – № 4(14) . – с. 60-70.

53. Кириллина М.С. Моделирование термической истории баженовской свиты в скважинах Парабельского мегавыступа // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. В 2-х томах. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – Т. 1 – С.402-404.

54. Исаев В.И. Тепловой поток и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, **Кириллина М.С.**, Меренкова А.С. // Вестник Российской академии естественных наук (Западно-Сибирское отделение) – 2018. – вып. 21. – С. 9-15.

55. Лунёва Т.Е. Прогнозирование нефтегазоносности доюрского комплекса на основе палеотемпературного моделирования тогурской свиты (Колтогорский мезопрогиб) / Т.Е. Лунёва, **М.С. Кириллина**, А.С. Меренкова // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. Молодых ученых и студентов, посв. 85-летию акад. А. Э. Конторовича / Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. — С. 84-87.

